

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍA ELECTRÓNICA



Análisis del Comportamiento y de la Evolución Temporal de los Parámetros de un Inversor Fotovoltaico

PROYECTO FIN DE CARRERA

**INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
EN ELECTRÓNICA INDUSTRIAL**

Autor: Carlos Arroyo Martínez

Tutor: Vicente Salas Merino

**“ Los Sueños desaparecen
cuando no tenemos el coraje
de conseguirlos”.**

AGRADECIMIENTOS

En este momento me gustaría expresar mi agradecimiento a todas aquellas personas que me han dado la oportunidad de desarrollarme, tanto intelectual como personalmente. No puedo nombrarlos a todos pero sí me gustaría reconocer el valor de algunos de ellos:

A Virginia García Fernández, mi novia, pilar fundamental y persona que más ha apostado, más paciencia ha tenido y más ha confiado en mí, para que este objetivo se pudiera conseguir. Apoyo incondicional durante todos estos años.

A mi familia, mi madre y mi hermana, por el cariño que me brindan y por estar, a su manera, apoyando para la consecución de este objetivo. También a mi padre que espero que “desde arriba” esté orgulloso y pueda disfrutar de este objetivo cumplido.

A Vicente Salas, mi tutor de proyecto, por su confianza durante el desarrollo del mismo, y su disposición a ayudarme en todo momento. También me gustaría hacer referencia a Pedro José Débora, siempre dispuesto también a ayudarme en todo momento a la hora de resolver cualquier duda.

Los profesores de la Universidad, que han hecho posible alcanzar un nivel de conocimientos técnicos necesarios para la realización de este proyecto. En especial a José Ignacio Nogueira, por su apoyo, ayuda y comprensión en algunas situaciones complicadas.

A mi gran amigo Alberto Soto, primer compañero que conocí en la Universidad y apoyo dentro y fuera del ámbito universitario.

A mis amigos, Juan Diego, Jesús y Gonzalo, que me han ayudado en algún momento complicado y por aquellos buenos momentos vividos dentro y fuera de la universidad.

En definitiva, a todos los compañeros que han ido pasando estos años de universidad con los que he compartido buenos y malos momentos.

Y a todas aquellas personas que me olvido nombrar, familiares y amigos, pero que también han sido y son importantes en mi vida.

ÍNDICE

| | |
|--|----|
| <u>CAPÍTULO 1:</u> | 1 |
| 1. Introducción y Objetivos del Proyecto | 2 |
| 1.1 Introducción | 2 |
| 1.2 Objetivos del Proyecto | 3 |
| 1.3 Herramientas Utilizadas | 4 |
| 1.4 Estructura de la Memoria | 5 |
| <u>CAPÍTULO 2:</u> | 7 |
| 2. Introducción a la Energía Solar Fotovoltaica | 8 |
| 2.1 Energía Solar Fotovoltaica | 8 |
| 2.2 Aspectos Técnicos Generales de la Energía Solar Fotovoltaica | 9 |
| 2.2.1 Instalaciones Fotovoltaicas Autónomas | 11 |
| 2.2.2 Instalaciones Fotovoltaicas de Conexión a Red | 12 |
| 2.2.3 Instalaciones Fotovoltaicas Híbridas | 13 |
| 2.3 Evolución de la Energía Solar Fotovoltaica en el Mundo | 14 |
| 2.4 Evolución de la Energía Solar Fotovoltaica en España | 17 |
| 2.5 Energía Fotovoltaica de Concentración | 21 |
| <u>CAPÍTULO 3:</u> | 23 |
| 3. Sistemas Fotovoltaicos de Conexión a Red: Elementos | 24 |
| 3.1 Introducción | 24 |
| 3.2 Módulos o Paneles Fotovoltaicos (Generadores) | 25 |
| 3.2.1 Funcionamiento | 26 |
| 3.2.2 Estructuras de las Células Solares Fotovoltaicas | 28 |
| 3.2.3 Tipos de Células | 31 |
| 3.2.3.1 Proceso de Fabricación de Células de Silicio | 32 |

| | |
|---|-----------|
| 3.2.4 Curva Característica I-V del Generador | 38 |
| 3.2.4.1 Terminología..... | 38 |
| 3.2.4.2 Principales Parámetros de la Característica I-V | 39 |
| 3.2.5 Factores que afectan a la Curva Característica I-V del Generador | 40 |
| 3.2.5.1 Efecto de la Intensidad de Iluminación (Irradiancia) | 41 |
| 3.2.5.2 Efecto de la Temperatura | 42 |
| 3.2.5.2 Efecto del Contenido Espectral de la Luz | 43 |
| 3.2.6 Condiciones de Referencia del Generador | 44 |
| 3.2.7 Eficiencia del Módulo Fotovoltaico | 46 |
| 3.2.8 Conexión de Módulos Fotovoltaicos | 48 |
| 3.2.8.1 Conexión de Células Fotovoltaicas | 48 |
| 3.2.8.2 Conexión de Módulos Fotovoltaicos | 49 |
| 3.2.9 Encapsulado de Células | 50 |
| 3.2.9.1 Encapsulado con EVA | 51 |
| 3.2.9.2 Lámina de Tedlar | 52 |
| 3.2.9.3 Vidrio | 52 |
| 3.2.10 Inclinación y Orientación de los Paneles Fotovoltaicos | 53 |
| 3.2.10.1 Inclinación | 53 |
| 3.2.10.2 Orientación | 54 |
| 3.2.11 Distancia entre Paneles..... | 56 |
| 3.2.12 Estructuras Soporte y Anclaje | 57 |
| 3.2.13 Sistemas de Seguimiento..... | 61 |
| 3.2.14 Efectos de los Agentes Atmosféricos | 63 |
| 3.3 Inversor Fotovoltaico. Convertidor DC/AC | 65 |
| 3.3.1 Inversores Fotovoltaicos Autónomos | 66 |
| 3.3.2 Inversores Fotovoltaicos de Conexión a Red | 67 |
| <u>CAPÍTULO 4:</u> | 68 |
| 4. El Inversor de Conexión a Red | 69 |
| 4.1 Introducción..... | 69 |
| 4.2 Configuraciones de los Inversores..... | 70 |
| 4.3 Inversores para Conexión de Sistemas Fotovoltaicos a la Red Eléctrica | 72 |

| | |
|---|-----|
| 4.4 Tipos de Inversores de Conexión a Red | 73 |
| 4.4.1 Inversores Conmutados por la Red | 73 |
| 4.4.2 Inversores Autoconmutados | 74 |
| 4.5 Requerimientos de los Inversores Conectados a Red | 75 |
| 4.5.1 Compatibilidad con la Red | 76 |
| 4.5.2 Calidad de la Señal | 77 |
| 4.5.3 Seguridad | 78 |
| 3.5.3.1 Aislamiento Eléctrico | 78 |
| 3.5.3.2 Protecciones | 79 |
| 4.6 Seguimiento del Punto de Máximo Potencia | 80 |
| 4.7 Configuraciones del Sistema | 83 |
| 4.8 Rendimiento | 85 |
| 4.9 Seguridad | 87 |
| <u>CAPÍTULO 5:</u> | 91 |
| 5. Componentes Reales de la Instalación | 92 |
| 5.1 Descripción del Sistema | 92 |
| 5.2 Paneles Solares utilizados en la Instalación | 93 |
| 5.3 Radiación | 96 |
| 5.3.1 Definiciones de Radiación | 97 |
| 5.3.2 Instrumentos de Medida de la Radiación Solar | 98 |
| 5.3.2.1 Célula Fotovoltaica | 98 |
| 5.3.2.2 Piranómetro | 99 |
| 5.3.2.3 Otros | 101 |
| 5.3.3 Célula Calibrada utilizada en la Instalación | 103 |
| 5.4 Inversores utilizados en la Instalación | 104 |
| 5.4.1 Inversor StecaGrid 300 | 104 |
| 5.4.1.1 Instalación de Inversores StecaGrid | 106 |
| 5.4.1.2 Puesta en Marcha y Manejo | 107 |
| 5.4.2 Inversor Sunny Boy 1100 | 107 |
| 5.4.2.1 Instalación de Inversores Sunny Boy | 109 |
| 5.4.2.2 Puesta en Marcha y Manejo | 110 |



| | |
|---|-----|
| 5.5 Vatímetro LMG 500 | 111 |
| 5.5.1 Conexiones del Vatímetro..... | 112 |
| 5.5.2 Configuración de los Datos para las Medidas | 113 |
| 5.6 Software..... | 114 |
| 5.6.1 LMG Control..... | 115 |
| 5.6.2 OriginPro | 117 |
| <u>CAPÍTULO 6:</u> | 120 |
| 6. Resultados Experimentales | 121 |
| 6.1 Introducción..... | 121 |
| 6.2 StecaGrid 300 | 122 |
| 6.2.1 Operación en Sobrepotencia..... | 122 |
| 6.2.2 Caracterización del Inversor | 125 |
| 6.2.3 Estudio de la Irradiancia..... | 129 |
| 6.3 Sunny Boy 1100 | 134 |
| 6.3.1 Operación en Sobrepotencia..... | 134 |
| 6.3.2 Caracterización del Inversor | 135 |
| 6.3.3 Estudio de la Irradiancia..... | 139 |
| 6.4 Comparativa entre ambos Inversores | 144 |
| 6.4.1 Irradiancia..... | 144 |
| 6.4.2 Potencia de Salida (AC)..... | 146 |
| 6.4.3 Rendimiento | 148 |
| <u>CAPÍTULO 7:</u> | 151 |
| 7. Conclusiones y Trabajos Futuros | 152 |
| 7.1 Conclusiones..... | 152 |
| 7.2 Trabajos Futuros | 153 |

| | |
|--|-----|
| <u>CAPÍTULO 8:</u> | 154 |
| 8. Bibliografía | 155 |
| 8.1 Libros y Artículos | 155 |
| 8.2 Otros Proyectos | 155 |
| 8.3 Páginas Web | 156 |
| <u>CAPÍTULO 9:</u> | 157 |
| 9. Anexos | 158 |
| 9.1 Características de los Paneles Fotovoltaicos | 158 |
| 9.2 Características del Sensor de Irradiancia | 160 |
| 9.3 Características del Inversor StecaGrid - 300 | 162 |
| 9.4 Características del Inversor SunnyBoy 1100 | 164 |
| 9.5 Características del Vatímetro LMG500 | 166 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1.- Imagen de una Célula Fotovoltaica..... | 8 |
| Figura 2.- Esquema y Aplicación de una Instalación Fotovoltaica Autónoma (Aplicación de un Sistema de Bombeo) | 11 |
| Figura 3.- Esquema y Aplicación de una Instalación Fotovoltaica de Conexión a Red (Aplicación de un Edificio adaptado a Conexión a Red) | 13 |
| Figura 4.- Esquema y Aplicación de una Instalación Fotovoltaica Híbrida (Aplicación de una Instalación Eólica - Solar) | 14 |
| Figura 5.- Diagrama de la Evolución del Mercado Fotovoltaico | 15 |
| Figura 6.- Diagrama de la Potencia a nivel Mundial en 2008..... | 16 |
| Figura 7.- Gráfica Comparativa del Mercado Mundial Fotovoltaico..... | 16 |
| Figura 8.- Mapa Identificativo de la Radiación Solar en Europa en KWh/KWp..... | 17 |
| Figura 9.- Mapa del Reparto de la Radiación Solar en España..... | 18 |
| Figura 10.- Evolución en el Futuro de la Energía Solar Fotovoltaica en España | 20 |
| Figura 11.- Funcionamiento de las Células e Imagen de un Panel Fotovoltaico de Concentración | 21 |
| Figura 12.- Imagen de un Módulo Fotovoltaico..... | 25 |
| Figura 13.- Comportamiento de los Electrones y Huecos ante la Radiación Solar | 27 |
| Figura 14.- Esquema del Funcionamiento de las Células Solares Fotovoltaicas ante la Radiación Solar | 28 |
| Figura 15.- Comportamiento y Circuito Simplificado Equivalente de una Célula Solar Fotovoltaica..... | 29 |
| Figura 16.- Circuito Equivalente de una Célula Solar..... | 30 |
| Figura 17.- Efectos en la Curva Característica de la Célula Solar derivados de la presencia de la Resistencia Serie (R_S) y de la Resistencia Paralelo (R_P) | 31 |
| Figura 18.- Esquema de la Clasificación de los Tipos de Células | 31 |
| Figura 19.- Cadena de Valor de la Industria Fotovoltaica para la Fabricación de Paneles Solares..... | 33 |
| Figura 20.- Imagen de un Lingote de Silicio Monocristalino | 34 |
| Figura 21.- Imagen de la Sierra de Hilo para Barras de Silicio | 35 |
| Figura 22.- Imágenes de la Curva Característica de un Módulo Fotovoltaico y sus Elementos Principales..... | 38 |
| Figura 23.- Ejemplo del Efecto de la Irradiancia sobre la Curva Característica I-V de un Generador Fotovoltaico | 41 |
| Figura 24.- Ejemplo de la Variación de la Característica I-V del Generador Fotovoltaico al variar la Temperatura manteniendo la Irradiancia Constante | 42 |
| Figura 25.- Ejemplo de la Forma Típica de la Respuesta Espectral de Células Solares Fotovoltaicas de distintas Tecnologías..... | 43 |
| Figura 26.- Esquema de un Generador Fotovoltaico de tres Módulos en Serie..... | 49 |

| | |
|--|------------|
| Figura 27.- Esquema de un Generador Fotovoltaico con dos ramales de tres Módulos en Serie conectados en Paralelo | 49 |
| Figura 28.- Esquema de un Generador Fotovoltaico de tres Módulos en Paralelo..... | 50 |
| Figura 29.- Esquema de las Diferentes Capas que componen un Módulo Fotovoltaico..... | 51 |
| Figura 30.- Imagen de la Inclinación de un Panel Solar..... | 53 |
| Figura 31.- Esquema de Orientación del Sol según las Estaciones del Año | 55 |
| Figura 32.- Separación entre Filas de Módulos (d) o entre Módulos y Obstáculos de Altura h que puedan causar sombras al Sistema..... | 57 |
| Figura 33.- Imagen de Estructura Soporte en Suelo..... | 58 |
| Figura 34.- Imágenes de Estructura Soporte en Poste | 59 |
| Figura 35.- Imagen de Estructura Soporte en Pared..... | 59 |
| Figura 36.- Imagen de Estructura Soporte en Tejado | 60 |
| Figura 37.- Imagen de la Estructura Soporte y Anclaje de Paneles Solares..... | 61 |
| Figura 38.- Esquema del Circuito de un Inversor Fotovoltaico..... | 65 |
| Figura 39.- Imagen de un Inversor Fotovoltaico..... | 69 |
| Figura 40.- Principio del Seguimiento del Punto de Máxima Potencia de un Módulo o Generador Fotovoltaico | 81 |
| Figura 41.- Variación de las Curvas de Potencia de un Módulo Fotovoltaico con la Irradiancia G..... | 81 |
| Figura 42.- Ejemplo de posible Comportamiento Errático en el Seguimiento del Punto de Máxima Potencia de un Módulo Fotovoltaico | 82 |
| Figura 43.- Sistemas Fotovoltaicos de Conexión a Red con diferentes Configuraciones del Inversor | 83 |
| Figura 44.- Imagen de un Módulo AC..... | 85 |
| Figura 45.- Curvas Rendimiento-Potencia AC (Normalizada a la Potencia Nominal) típicas de Inversores con Transformador de Alta Frecuencia (HF), de Baja Frecuencia (LF) y sin Transformador para Inversores de Potencia Nominal<1.5KW..... | 86 |
| Figura 46.- Posibles Protecciones en un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red, el CPA puede ir incorporado en el Inversor | 89 |
| Figura 47.- Esquema Completo de la Instalación | 92 |
| Figura 48.- Fotografía del Generador Fotovoltaico de la Instalación..... | 94 |
| Figura 49.- Imagen de la Ubicación de los Paneles Fotovoltaicos..... | 94 |
| Figura 50.- Imagen del Panel de la Instalación | 95 |
| Figura 51.- Componentes de un Piranómetro | 99 |
| Figura 52.- Imagen de Piranómetro HuksefluxThermal Sensors | 100 |
| Figura 53.- Imagen de un Heliofanógrafo..... | 101 |
| Figura 54.- Imagen de un Pirheliómetro | 102 |
| Figura 55.- Imagen de un Pirorradiómetro..... | 102 |
| Figura 56.- Fotografía de la Célula de la Irradiancia de la Instalación..... | 103 |

| | |
|---|------------|
| Figura 57.- Imagen y Dimensiones de un Inversor StecaGrid 300..... | 105 |
| Figura 58.- Esquema para la Instalación de varios Inversores con sus partes..... | 106 |
| Figura 59.- Imagen del Inversor Sunny Boy 1100..... | 108 |
| Figura 60.- Imagen del Conexionado del Inversor Sunny Boy 1100..... | 109 |
| Figura 61.- Imagen de los Indicadores de Funcionamiento del Inversor Sunny Boy 1100..... | 110 |
| Figura 62.- Imagen del Vatímetro LMG500..... | 111 |
| Figura 63.- Imagen de la parte posterior del Vatímetro donde están las Conexiones..... | 112 |
| Figura 64.- Imagen del Display para controlar el Funcionamiento del Vatímetro..... | 113 |
| Figura 65.- Imagen de la Pantalla del Vatímetro..... | 114 |
| Figura 66.- Imagen de la Pantalla de Inicio del Programa LMG Control..... | 116 |
| Figura 67.- Imagen de la Pantalla OriginPro 8.0 para el Estudio de los Datos..... | 117 |
| Figura 68.- Ejemplo de Gráfica comparativa entre Irradiancia y Tensión en función del Tiempo..... | 118 |
| Figura 69.- Ejemplo de Gráfica donde particularizamos el Punto de Máxima Potencia de la Gráfica comparativa Tensión-Irradiancia | 119 |
| Figura 70.- Imagen de la Potencia a la Entrada del Inversor StecaGrid 300 en Operación en Sobrepotencia | 123 |
| Figura 71.- Potencia en el Punto de Máxima Potencia del Generador Fotovoltaico y Potencia a la entrada del Inversor en Operación en Sobrepotencia..... | 124 |
| Figura 72.- Representación de los Datos Medidos: Irradiancia, Potencia DC, Potencia AC, Tensión y Temperatura del Inversor StecaGrid 300..... | 125 |
| Figura 73.- Imagen de la variación de tensión DC de operación de un Inversor Fotovoltaico de Conexión a Red en el transcurso del día. Se presenta también el valor óptimo de tensión DC correspondiente con la tensión del Punto de Máxima Potencia en el Generador Fotovoltaico. Fuente CIEMAT..... | 126 |
| Figura 74.- Imagen Ampliada del Comportamiento de la Tensión de Entrada del Inversor al anoecer del Inversor StecaGrid 300..... | 127 |
| Figura 75.- Imagen Comparativa entre la Potencia AC de salida y la Tensión DC de entrada del Inversor StecaGrid 300..... | 127 |
| Figura 76.- Imagen Comparativa entre la Potencia de Entrada (DC) y la Potencia de Salida (AC) del Inversor StecaGrid 300..... | 128 |
| Figura 77.- Imagen del Comportamiento de la Irradiancia para el Inversor StecaGrid 300 | 129 |
| Figura 78.- Imagen Comparativa entre la Irradiancia y la Temperatura para el Inversor StecaGrid 300..... | 131 |
| Figura 79.- Imagen Comparativa Ampliada del Comportamiento entre el Punto de Máxima Irradiancia y de la Tensión de Entrada del Inversor StecaGrid 300 | 132 |
| Figura 80.- Imagen Comparativa Ampliada del Comportamiento entre la Irradiancia y la Tensión del Entrada del Inversor StecaGrid 300. Imagen de la izquierda Zoom del Comportamiento al amanecer e Imagen de la derecha Zoom del Comportamiento al anoecer | 133 |

| | |
|--|-----|
| Figura 81.- Imagen Comparativa entre la Irradiancia y la Potencia de Salida del Inversor StecaGrid 300..... | 134 |
| Figura 82.- Imagen de la Potencia a la Entrada del Inversor Sunny Boy 1100 en Operación de Sobrepotencia | 135 |
| Figura 83.- Representación de los Datos Medidos: Irradiancia, Potencia DC, Potencia AC, Tensión DC y Temperatura del Inversor Sunny Boy 1100 | 136 |
| Figura 84.- Imagen Ampliada del Comportamiento de la Tensión a la Entrada del Inversor Sunny Boy 1100 al anochecer..... | 137 |
| Figura 85.- Imagen Comparativa entre la Potencia de AC de Salida y la Tensión DC de Entrada del Inversor Sunny Boy 1100..... | 137 |
| Figura 86.- Imagen Comparativa entre la Potencia de Entrada (DC) y la Potencia de Salida (AC) del Inversor Sunny Boy 1100 | 138 |
| Figura 87.- Imagen del Comportamiento de la Irradiancia para el Inversor Sunny Boy 1100..... | 139 |
| Figura 88.- Imagen Comparativa entre la Irradiancia y la Temperatura para el Inversor Sunny Boy 1100 | 141 |
| Figura 89.- Imagen Comparativa Ampliada del Comportamiento entre el Punto de Máxima Irradiancia y la Tensión de Entrada del Inversor Sunny Boy 1100 | 142 |
| Figura 90.- Imagen Comparativa Ampliada del Comportamiento entre la Irradiancia y la Tensión de Entrada del Inversor Sunny Boy 1100. Imagen de la izquierda Zoom del Comportamiento al amanecer e Imagen de la derecha Zoom del Comportamiento al anochecer | 143 |
| Figura 91.- Imagen Comparativa entre la Irradiancia y la Potencia de Salida del Inversor Sunny Boy 1100 | 143 |
| Figura 92.- Imagen Comparativa de la Irradiancia de ambos Inversores en los días seleccionados para el Estudio | 145 |
| Figura 93.- Imagen de Ejemplos de la Irradiancia para distintos días | 145 |
| Figura 94.- Ejemplo de la Comparativa de la Potencia de Salida para ambos Inversores..... | 146 |
| Figura 95.- Otro Ejemplo de la Comparativa de la Potencia de Salida para ambos Inversores | 147 |
| Figura 96.- Imagen del Rendimiento del Inversor StecaGrid 300 en tanto por uno..... | 148 |
| Figura 97.- Imagen del Rendimiento del Inversor Sunny Boy 1100 en tanto por uno..... | 149 |
| Figura 98.- Imagen Comparativa del Rendimiento de ambos Inversores en función del Tiempo | 149 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|------------|
| Tabla 1.- <i>Tabla de la Potencia Instalada en las Comunidades Autónomas de España</i> | <i>19</i> |
| Tabla 2.- <i>Tabla de los Tipos de Células y sus Características</i> | <i>37</i> |
| Tabla 3.- <i>Tabla con los Valores del Coeficiente k en función de la Latitud</i> | <i>56</i> |
| Tabla 4.- <i>Tabla de las Características Principales de los Dispositivos Semiconductores utilizados en los Inversores.....</i> | <i>72</i> |
| Tabla 5.- <i>Tabla con los Posibles Estados de Funcionamiento de los LED's del Inversor Sunny Boy 1100.....</i> | <i>111</i> |

Capítulo 1.-

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.- INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.1.- Introducción

Hoy más que nunca, las energías renovables se están convirtiendo en un requisito indispensable en nuestra sociedad. Por este motivo, se encuentran en pleno desarrollo tanto en la investigación como en la implantación y uso para la vida cotidiana. Actualmente existen diversos tipos de energías renovables dependiendo de las fuentes naturales a partir de las cuales se obtiene la energía a utilizar. La generalización del uso de estas energías en distintos entornos, plantea la necesidad de conseguir soluciones de bajo coste, bajo consumo y altas prestaciones.

Las energías renovables han constituido una parte importante de la energía utilizada por los humanos desde tiempos remotos, especialmente la solar, la eólica y la hidráulica. La energía solar es el origen de la mayoría de las demás formas de energía. Así, recogiendo de forma adecuada la radiación solar, ésta se puede transformar en otras formas de energía. Tenemos como ejemplo los colectores solares, los cuales pueden transformar la energía solar en energía térmica, mientras que el uso de paneles solares fotovoltaicos, la pueden transformar en energía eléctrica.

La energía conseguida mediante generadores fotovoltaicos (paneles solares) y sus aplicaciones son de una gran diversidad. La situación tecnológica actual de la energía solar fotovoltaica, permite extender sus aplicaciones a situaciones cada vez más cotidianas. Algunas de las aplicaciones que nos encontramos en la actualidad son: la Iluminación Pública, Señalización, Control, Desarrollo Rural y Aplicaciones Agrícolas y Ganaderas.

Actualmente una de las aplicaciones más importante de los sistemas fotovoltaicos, consiste en la instalación de un campo fotovoltaico y un inversor, capaz de transformar la energía que suministran los paneles e inyectarla a la red eléctrica.

1.2.- Objetivos del Proyecto

Los objetivos marcados para la realización del proyecto se pueden resumir en los siguientes puntos:

- ✓ Estudio del desarrollo y la evolución de la energía solar fotovoltaica.
- ✓ Análisis de las funciones y características de los componentes que intervienen en un sistema fotovoltaico conectado a red.
- ✓ Desarrollo y estudio del comportamiento de una instalación solar fotovoltaica de conexión a red real, particularizando dicho estudio en el comportamiento de los inversores y en el tratamiento de la irradiancia.

A continuación se desarrollan, por orden, cada uno de los objetivos que se quieren conseguir con este proyecto:

En el primer objetivo, se pretende introducir al lector en el mundo de la energía solar fotovoltaica. Para ello se incluyen algunos aspectos generales que explican el significado de la misma. Además se realiza un repaso por los diferentes tipos de instalaciones solares, los elementos que las componen y sus principales aplicaciones. También dentro de este objetivo, se comprueba a partir de gráficos y esquemas, la evolución que ha ido sufriendo la energía solar fotovoltaica en el mundo en general y en España en particular.

En el segundo objetivo del proyecto, se realizará un estudio detallado de cada uno de los elementos que intervienen en una instalación solar fotovoltaica conectada a red. En dicho estudio se explicará tanto la función que tienen, como las características y cualidades que ponen a favor de la instalación para el correcto funcionamiento de la misma. También se realizará un estudio particular de uno de los componentes de la instalación, **el inversor conectado a red**, al cual se le dedicará un capítulo específico de este proyecto. En él se indicará la función que realiza en la instalación y la gran importancia que tiene en los sistemas fotovoltaicos conectados a red.

Por último, el tercer objetivo es el principal del proyecto. En él se pretende hacer un estudio comparativo de los parámetros característicos de los elementos (irradiancia, inversores y paneles), y a partir de los resultados obtenidos, realizar el análisis del comportamiento de los componentes de la instalación. Para ello se utiliza el vatímetro LMG500, del cual, más adelante se indicarán sus características y las formas de conexión de la irradiancia y los inversores con el propio vatímetro. De este modo se programará el mismo para poder obtener las medidas requeridas y poder así compararlas adecuadamente.

Este estudio de comparación de los resultados a través del vatímetro, se hará con el programa Origin, el cual nos facilitará la representación de los datos mediante gráficas (a partir de las cuales, se podrá observar y estudiar el comportamiento tanto de la irradiancia, como de los inversores de nuestra instalación).

1.3.- Herramientas Utilizadas

Para poder llevar a cabo el desarrollo del proyecto han sido necesarios una serie de recursos y herramientas. Todo ello ha sido escogido y proporcionado por el departamento de Tecnología Electrónica de la Universidad.

En cuanto al tipo de panel solar, se utiliza el modelo Sanyo HIP_190BE3. Es un panel solar de tipo monocristalino que se encuentra ubicado en la parte superior del edificio Agustín de Betancourt de la Universidad Carlos III de Leganés (Madrid).

Para el sensor de la irradiancia, tomamos una célula calibrada de la marca Atersa cuya señal de salida depende exclusivamente de la radiación solar y no de la temperatura.

También se utilizan dos tipos de inversores, de la marca StecaGrid 300 y SunnyBoy 1100, proporcionados por la Universidad y cuya función será la de transformar los parámetros de continua de los paneles en parámetros de alterna para su posterior estudio e inyección en la red.

Por último, se utiliza el vatímetro LMG500. Éste se encarga de medir los datos provenientes de los paneles solares, los inversores y la irradiancia, para así poder realizar el seguimiento del comportamiento de los mismos. Además se usa el propio software del vatímetro para traducir los datos y exportarlos a Origin permitiéndonos el almacenamiento de una gran cantidad de datos para su posterior tratamiento.

1.4.- Estructura de la Memoria

La estructura de la memoria se divide en los siguientes capítulos que a continuación se explican:

- ✓ **Introducción y Objetivos del Proyecto (Capítulo 1) ➔** Se trata del presente capítulo, donde se comenta brevemente la estructura y el contenido del proyecto junto con los objetivos que se pretenden conseguir con él.
- ✓ **Introducción a la Energía Solar Fotovoltaica (Capítulo 2) ➔** Introducción a la energía solar fotovoltaica, que ayude al lector a una mejor comprensión y conocimiento de la situación actual en el mundo de dicha energía.
- ✓ **Sistemas Fotovoltaicos de Conexión a Red: Elementos (Capítulo 3) ➔** Recorrido por todos los elementos que componen una instalación solar fotovoltaica de conexión a red genérica.
- ✓ **El Inversor de Conexión a Red (Capítulo 4) ➔** Estudio acerca de los inversores en general, funcionamiento, protecciones y cualidades que ponen a favor de una instalación.
- ✓ **Componentes Reales de la Instalación (Capítulo 5) ➔** Descripción de todos los elementos reales (funciones, conexiones, características...) que forman nuestra instalación de conexión a red. Además en este capítulo se realiza también una descripción del software que se va a utilizar para el tratamiento de las medidas.

- ✓ **Resultados Experimentales (Capítulo 6) ➔** Capítulo en el cuál se realiza la explicación del desarrollo del proyecto, procesado de los datos obtenidos en las mediciones y estudio de las diferentes simulaciones que conseguimos a partir de los mismos.
- ✓ **Conclusiones y Trabajos Futuros (Capítulo 7) ➔** Descripción de las posibles mejoras que se pueden realizar a partir de los estudios realizados en los capítulos anteriores de este proyecto.
- ✓ **Bibliografía (Capítulo 8) ➔** Libros, proyectos, artículos y páginas web que se han consultado para el desarrollo del proyecto.
- ✓ **Anexo (Capítulo 9) ➔** Hojas de características de los elementos que hemos utilizado a lo largo del proyecto y que son muy útiles para comprobar las características de los mismos.

Capítulo 2.-

INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.- INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1.- Energía Solar Fotovoltaica

La Energía Solar Fotovoltaica consiste en la conversión directa de la luz solar en electricidad mediante un dispositivo electrónico denominado “célula solar” o célula fotovoltaica. La célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico basado en semiconductores, normalmente de silicio, que genera una corriente eléctrica de forma directa al recibir luz solar por medio del efecto fotoeléctrico. Las células reaccionan tanto con luz solar directa como con luz solar difusa, por lo que pueden seguir produciendo electricidad en días nublados.

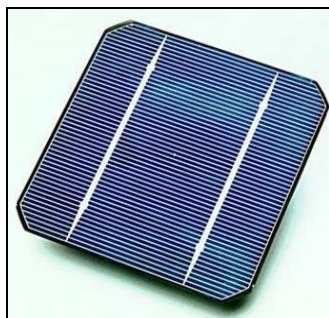


Figura 1.- Imagen de una Célula Fotovoltaica.

El rendimiento de conversión de las células fotovoltaicas es la proporción de luz que la célula convierte en energía eléctrica. Esta característica es fundamental para los elementos fotovoltaicos, ya que el aumento del rendimiento hace de la energía solar fotovoltaica una energía más competitiva en comparación con otras fuentes. Estas células conectadas unas con otras, encapsuladas y montadas sobre una estructura soporte o marco, conforman un módulo fotovoltaico. La estructura del módulo protege a las células del medio ambiente y son muy durables y fiables. Los módulos fotovoltaicos pueden ser conectados en serie o en paralelo para producir cualquier combinación de corriente y tensión.

La conversión de la energía de la luz solar en energía eléctrica es el fenómeno físico conocido como efecto fotovoltaico. Esta energía presenta unas características peculiares entre las que destacan una elevada calidad energética, pequeño o nulo impacto ecológico y una fuente de energía inagotable a escala humana.

En la actualidad se pueden ver dos formas de utilización de la energía solar fotovoltaica:

- **Autoconsumo:** La instalación es un elemento no conectado a la red pública y sirve para abastecer a una vivienda aislada utilizándose la producción eléctrica para el autoconsumo. El usuario accede a su propia energía de manera independiente con sus propias baterías acumuladoras para períodos de no radiación. Se pueden contemplar también en estos casos el uso de energías complementarias para garantizar el suministro energético.
- **Integración en la red eléctrica:** La instalación solar se conecta a la red eléctrica pública permitiendo, gracias a esta conexión el intercambio de energía con la red eléctrica, con la aportación de excesos a la misma y su utilización en períodos de menor producción.

2.2.- Aspectos Técnicos Generales de la Energía Solar Fotovoltaica

Los sistemas fotovoltaicos, se basan en las propiedades de los materiales semiconductores que transforman la energía que irradia el Sol sin mediación de reacciones químicas, ciclos termodinámicos o procesos mecánicos que requieran partes móviles, en energía eléctrica. Estos sistemas fotovoltaicos están formados por paneles o módulos fotovoltaicos conectados entre sí mediante cableado. La energía eléctrica que producen es energía solar de continua y mediante un inversor se transforma en alterna para así poder ser inyectada a la red eléctrica o usarla como autoconsumo.

Las condiciones de funcionamiento de un módulo fotovoltaico dependen de variables externas tales como la radiación solar y la temperatura de funcionamiento.

Para poder efectuar el diseño de una instalación solar fotovoltaica se necesita saber la radiación del lugar puesto que, la cantidad de energía recibida del Sol y la demanda diaria, serán los factores que marcarán el diseño de los sistemas fotovoltaicos.

Así para medir y comparar correctamente los diferentes módulos fotovoltaicos se han definido unas condiciones de trabajo nominales o estándar. Estas condiciones se han normalizado para una temperatura de funcionamiento de 25°C y una radiación solar de 1000W/m² y los valores eléctricos con estas condiciones se definen como valores de pico. La potencia de un módulo fotovoltaico se expresa en vatios pico (W_p), refiriéndose a la potencia suministrada a una temperatura de 25°C y una radiación solar (irradiancia) de 1000W/m².

La potencia de la instalación también va a ser un factor importante para el diseño de la misma. Así como norma general para producir 1KW_p se debe disponer de una superficie de entre 7 y 11 m². Otro factor importante es el peso, que oscila según los materiales empleados y el tipo de sujeción, pero contando con estos dos elementos, más el panel y el soporte puede estar en una media de 25Kg x m² de panel solar fotovoltaico. Tal y como se puede ver el peso y la superficie también son factores importantes para el diseño de la instalación.

Las instalaciones fotovoltaicas se caracterizan por su simplicidad y fácil instalación mediante un cableado. También destacan por ser modulares, es decir, son fácilmente ampliables sumando más paneles solares. Son de larga duración (superior a 30 años) y no requieren apenas de mantenimiento, puesto que no tienen piezas que sufran desgaste o que se rompan con lo que sólo tienen que seguir revisiones periódicas. Tienen una elevada fiabilidad y además de no producir ningún tipo de contaminación ambiental destacan por tener un funcionamiento silencioso. Otra característica es su seguridad, ya que gracias a la toma de tierra que precisan y a los conectores fotovoltaicos, aíslan de forma eficaz el cableado.

Vamos a tener tres tipos de instalaciones fotovoltaicas dependiendo de la utilidad que se dé a la energía obtenida por los paneles solares. Así tendremos: instalaciones fotovoltaicas autónomas, de conexión a red e híbridas.

2.2.1.- Instalaciones Fotovoltaicas Autónomas

Estas instalaciones se emplean sobre todo en aquellos lugares en los que no se tiene acceso a la red y resulta más económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea entre la red y el punto de consumo.

Como los paneles sólo producen energía en las horas del Sol y la energía se necesita durante las 24 horas del día, es necesario un sistema de acumulación. Durante las horas de luz solar hay que producir más energía de la que se consume, para acumularla y posteriormente poder utilizarla cuando no esté generando.

Estos sistemas constan de los siguientes elementos: Generador Fotovoltaico (Paneles), Regulador de Carga que impide elevados picos de voltaje que podrían hacer peligrar las baterías y permiten el funcionamiento de aparatos que funcionen a 12V, Sistemas de Acumulación (Baterías), e Inversor Ondulador (Convertidor) que transforma la energía del regulador (12V), en alterna (220V) y permite conectar aparatos eléctricos.

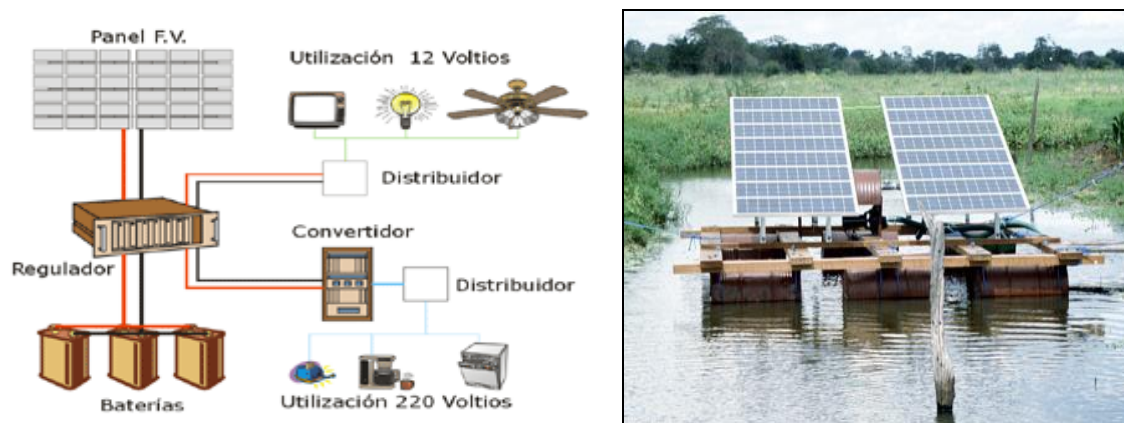


Figura 2.- Esquema y Aplicación de una Instalación Fotovoltaica Autónoma. (Aplicación de un Sistema de Bombeo).

Las principales aplicaciones son: Aplicaciones Espaciales, Telecomunicaciones, Señalizaciones, Bombeo de Agua, Zonas Protegidas, Electrificación de Viviendas Aisladas, Alumbrado de Calles y Carreteras y Sistemas Centralizados para Poblaciones Rurales Aisladas.

2.2.2.- Instalaciones Fotovoltaicas de Conexión a Red

Estas instalaciones tienen como objetivo fundamental generar energía eléctrica, e inyectarla en su totalidad a la red eléctrica de distribución. Se emplean en los núcleos de población que disponen de fluido eléctrico. La conexión a la red de los sistemas fotovoltaicos es una solución idónea para contribuir a la reducción de emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera. El momento en que más energía generan los paneles, es cuando hay luz solar, que es cuando más electricidad se demanda por parte de la conexión a red.

Hay instalaciones de conexión a red que utilizan paneles de concentración en lugar de paneles convencionales. La principal diferencia entre los módulos solares convencionales y los módulos solares de concentración, es que estos últimos debido a los elementos que los componen, que en próximos apartados se explicarán (Apartado 2.6), son capaces de recibir y aprovechar mayor cantidad de luz, pudiendo así producir un 20% más de electricidad que en el caso de los módulos solares convencionales.

La principal diferencia entre las instalaciones de conexión a red y las autónomas es que la energía sobrante en las de conexión a red se inyecta en la red directamente, mientras que en las autónomas la energía sobrante se acumula en las baterías para un uso posterior.

Es importante recordar que el consumo de electricidad es independiente de la energía generada por los paneles fotovoltaicos. El usuario sigue comprando la electricidad que consume a la distribuidora al precio establecido y además es propietario de una instalación generadora de electricidad que puede facturar KWh producidos a un precio superior.

Los elementos básicos que componen la instalación son: Generador Fotovoltaico (Paneles), Cuadro de Protecciones (Control de Red y Protecciones) necesario para evitar sobretensiones o peligros para la instalación, Inversor Ondulador (Convertidor) transforma la energía continua en alterna y Contadores (Distribuidor) que miden y controlan la conexión a la red eléctrica.

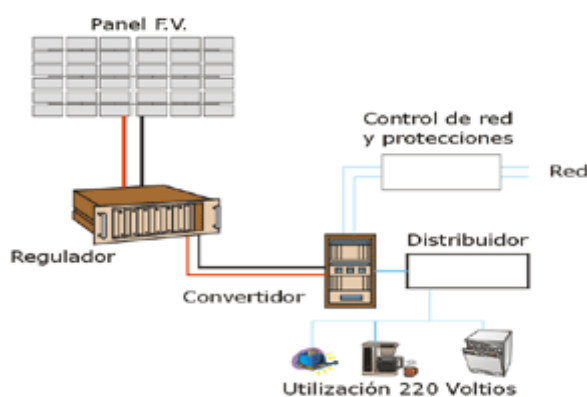


Figura 3.- Esquema y Aplicación de una Instalación Fotovoltaica de Conexión a Red. (Aplicación de un Edificio adaptado a Conexión a Red).

Las principales aplicaciones de los sistemas conectados a la red eléctrica son: Tejados de Viviendas, Plantas de Producción (“Huertos Solares”) e Integración en Edificios.

2.2.3.- Instalaciones Fotovoltaicas Híbridas

Estos sistemas son una combinación entre un sistema solar fotovoltaico y otra u otras fuentes de suministro de energía eléctrica complementaria que no se trate de la red eléctrica, como son los generadores diesel o eólicos, pequeñas plantas hidroeléctricas y, en general, cualquier otro tipo de fuente energética.

La gran ventaja de los sistemas híbridos frente a los que sólo utilizan paneles solares fotovoltaicos o generadores diesel es su fiabilidad, puesto que al no depender de una sola fuente energética, suele ser mayor.

Como inconveniente cabe señalar la mayor complejidad del sistema de regulación y control de los mismos, debido a la variabilidad de la energía solar y la demanda de carga. Otro inconveniente es el mantenimiento de la propia instalación, que es muy complicado y de elevado coste. En instalaciones con motor diesel, el mantenimiento es mayor todavía debido a la frecuencia con la que hay que reponer el generador y en recarga de combustible. Además estas instalaciones producen una gran contaminación acústica y medioambiental.

Los elementos básicos que componen este tipo de instalaciones son: Generadores (Paneles fotovoltaicos, Generador Eólico, Turbina Hidráulica), Regulador de Carga que controla los posibles picos de tensión producidos por los generadores, Acumuladores (Banco de Baterías) donde se conectan directamente las instalaciones de continua e Inversor que transforma la señal de continua en alterna y donde se conectan los aparatos de alterna. En ocasiones hay instalaciones que conectan en paralelo a los acumuladores un grupo electrógeno que mediante un rectificador se conecta a las baterías para ser utilizado en casos extremos.

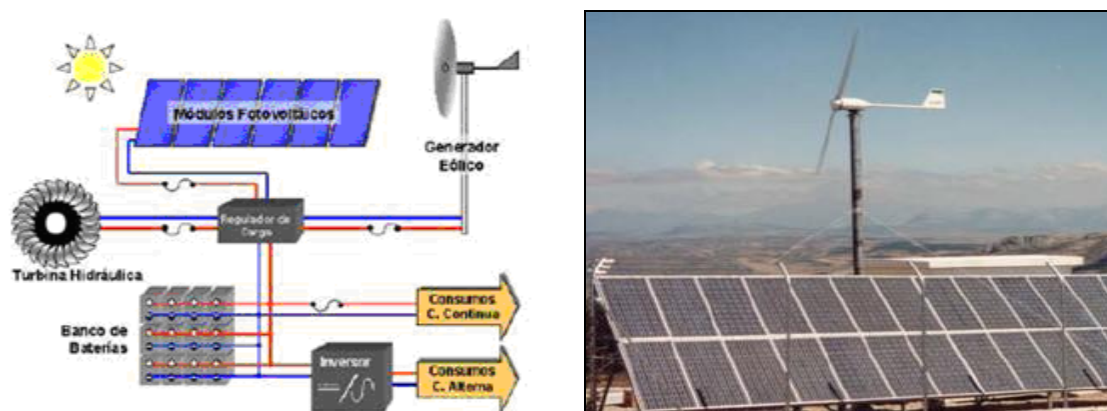


Figura 4.- Esquema y Aplicación de una Instalación Fotovoltaica Híbrida. (Aplicación de una Instalación Solar – Eólica).

Las aplicaciones de los sistemas híbridos, son similares a las instalaciones descritas anteriormente (autónomas o de conexión a red) pero se instalan en lugares, especialmente rurales, donde la radiación solar es muy débil y por lo tanto utiliza los otros generadores auxiliares para abastecer las necesidades.

2.3.- Evolución de la Energía Solar Fotovoltaica en el Mundo

La mayoría de los países desarrollados en el mundo están apostando por las fuentes de energías renovables. Este hecho se debe a tres razones principales: el aumento de consumo de energía, el conocimiento de que las fuentes fósiles son limitadas y la posibilidad de un cambio climático.

La producción de electricidad mediante el uso de paneles fotovoltaicos ha aumentado significativamente, durante los últimos años en algunos países desarrollados y relativamente soleados. Por este motivo se puede decir que después de Alemania, España es el país europeo con más potencia fotovoltaica instalada y su capacidad sólo es comparable en el resto del mundo con Japón y EEUU. Si comparamos la evolución de estos países en el mercado de la energía fotovoltaica, se puede decir que España es el que mayor evolución ha tenido seguido de Alemania, Japón y EEUU.

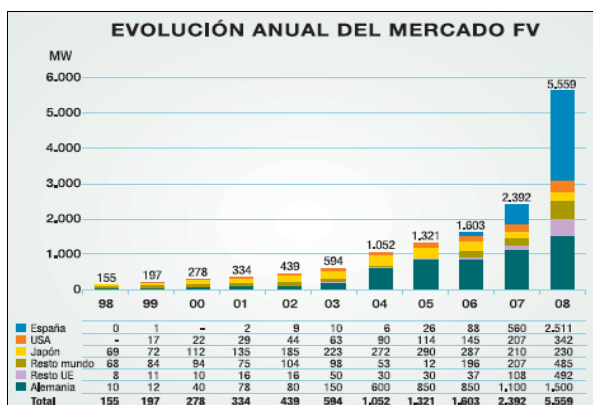


Figura 5.- Diagrama de la Evolución del Mercado Fotovoltaico.

Tal y como se puede ver en el gráfico de la Figura 5, España ha aumentado desde cero, hasta ser el segundo del mundo en sólo 10 años y ha sido en el año 2008, donde ha sufrido una gran evolución. Alemania sin embargo ha sufrido una evolución importante pero más controlada, es decir, ha crecido de forma continuada y similar a lo largo de los años, convirtiéndose en el primer país mundial en el mercado de energía fotovoltaica. Por último Japón y EEUU que han tenido una evolución muy similar entre ellos, no sufriendo un aumento muy significativo, de ahí que sean tercer y cuarto país del mundo, respectivamente en energía solar fotovoltaica.

Durante el año 2008, se instalaron unos 5600MW en todo el mundo, lo que supuso un aumento del 130% en relación a la potencia instalada en 2007, donde se produjo un aumento del 50%. Este gran aumento se produjo debido al incremento de la capacidad global de fabricación y a los exitosos mecanismos de algunos países, además de otros factores como el aumento del precio del petróleo, que favoreció el desarrollo de la energía fotovoltaica.

En ese mismo año 2008, España (2600MW), que se encuentra en los primeros puestos, y Alemania (1500MW), abarcan los dos tercios de la potencia fotovoltaica instalada, dominando el mercado solar durante los últimos años. Otros países, como Corea del Sur (274MW), Italia (258MW) o Francia (105MW), incrementaron su parque de generación fotovoltaica y otros como EEUU (342MW) o Japón (230MW), se mantuvieron en la misma línea que los años anteriores. Más lejos se encuentran la República Checa (51MW), Portugal (50MW) o Bélgica (48MW) que comienzan a adquirir notoriedad.

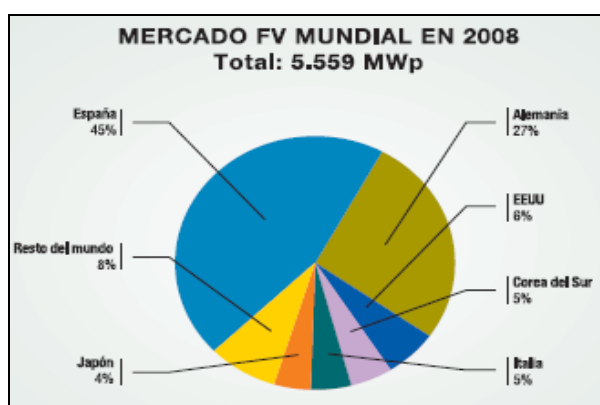


Figura 6.- Diagrama de la Potencia a nivel Mundial en 2008.

En cuanto a la potencia total acumulada, España (3300MW) se alza al segundo puesto mundial, sólo por detrás de Alemania (5308MW) y por delante de Japón (2149MW) y EEUU (1137MW). Por detrás se sitúan Corea del Sur (352MW), Italia (350MW), Francia (146MW), China (145MW), Australia (100MW) e India (90MW).

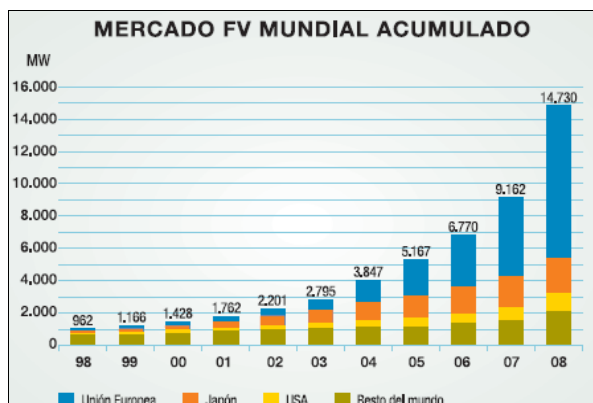


Figura 7.- Gráfica Comparativa del Mercado Mundial Fotovoltaico.

Tal y como se puede ver en los gráficos (Figura 6 y Figura 7), en los esquemas y a partir de los datos anteriormente comentados, los países europeos se encuentran al frente del desarrollo fotovoltaico mundial, tanto en potencia instalada como en potencia total acumulada.

Finalmente, merece la pena destacar que en el espectacular crecimiento de 2008 han tenido una enorme importancia los parques solares (grandes plantas en suelo), sobre todo en España y Alemania, aunque también en otros países, como Corea del Sur. Se trata de un segmento de mercado nuevo que seguirá ganando importancia con el paso del tiempo, sobre todo en EEUU.

2.4.- Evolución de la Energía Solar Fotovoltaica en España

La situación de la Energía Solar Fotovoltaica en España se encuentra hoy en día en unas condiciones óptimas para su desarrollo: una excelente climatología y por lo tanto irradiación solar, una industria potente, centros de investigación en vanguardia, medidas regulatorias que hacen atractiva la inversión y una buena percepción por parte de la sociedad española. Por estos motivos se considera a España un área geográfica realmente privilegiada y favorecedora para aprovechar la energía solar con altos índices de usos, utilización y rendimiento, siendo una de las zonas de mayor exposición de Europa.

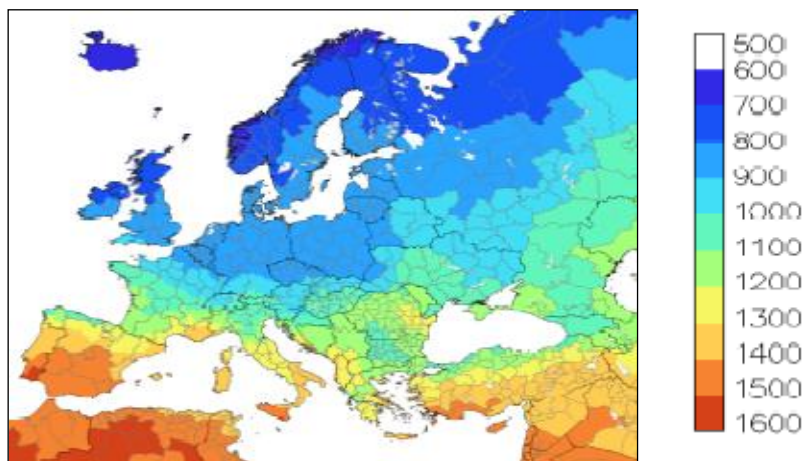


Figura 8.- Mapa Identificativo de la Radiación Solar en Europa en KWh/ KWp.

Tal y como se puede observar en la Figura 8, y comparándola con los demás países de Europa, podemos decir que la irradiancia solar en España es altamente favorable para la utilización de la Energía Solar Fotovoltaica. Esto da lugar a que la generación de energía eléctrica fotovoltaica y el precio de su producción, sea altamente competitiva en comparación con otro país como podría ser Alemania, líder mundial de la Energía Solar Fotovoltaica. Así los datos indican que durante el año 2008, España se convirtió en el primer mercado fotovoltaico del mundo, con 2661MW instalados, un 384% más que en años anteriores, superando a Alemania, tradicional líder internacional en implantación de la energía solar.

Históricamente, el reparto geográfico de las instalaciones fotovoltaicas no guardaba relación con la insolación del territorio, sino con el apoyo prestado a la tecnología por los gobiernos regionales. Así Navarra, a pesar de no destacar por su irradiación, concentraba un porcentaje importante de las plazas en España. Esta tendencia se ha roto con el gran crecimiento experimentado, y ahora son las comunidades con mayor territorio e irradiación las que más potencia fotovoltaica acogen.

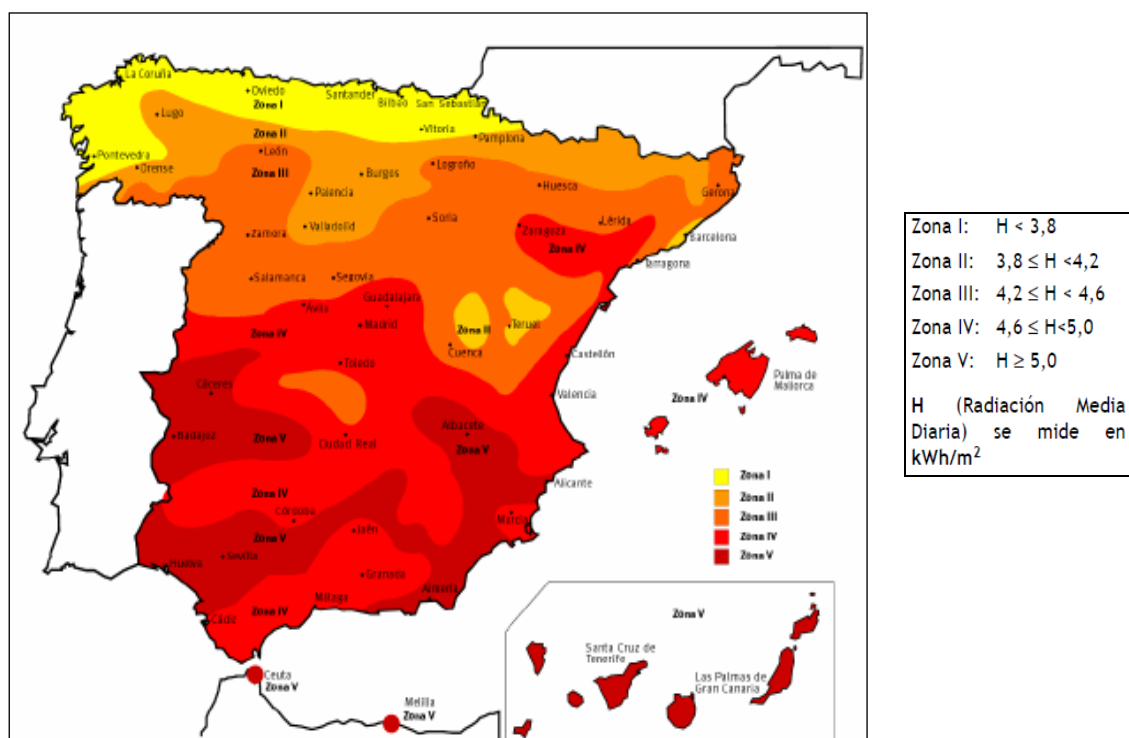


Figura 9.- Mapa del Reparto de la Radiación Solar en España.

Como se puede observar en el mapa de la Figura 9, el territorio español es idóneo para la producción de este tipo de energía, puesto que se encuentra en una ubicación óptima en relación al Sol.

Atendiendo a las comunidades autónomas, a su superficie y a su capacidad de radiación solar podemos decir que, el ranking está liderado por Castilla-La Mancha, Andalucía y Extremadura, territorios éstos donde la tecnología solar ya cubre más del 5% de la demanda eléctrica. Por provincias Murcia y Albacete lideran la clasificación, con unos 280MW cada una. Ambas tienen Sol en abundancia y mucha superficie. Llama la atención que las Islas Canarias, dispongan de poca potencia instalada a pesar de sus óptimas condiciones climáticas, esto puede ser debido a la escasez de superficies hábiles y preparadas para la captación y producción de Energía Solar. A continuación se adjunta una tabla (Tabla 1) donde aparece representado el desarrollo de los diferentes valores de potencia instalada y la energía producida en las diferentes comunidades que componen el territorio nacional.

| SISTEMA | COMUNIDAD AUTÓNOMA | ENERGÍA VENDIDA (GWh) | POTENCIA INSTALADA (MW) |
|---------------|----------------------|-----------------------|-------------------------|
| PENINSULAR | ANDALUCÍA | 359 | 584 |
| | ARAGÓN | 62 | 118 |
| | ASTURIAS | 0 | 1 |
| | CANTABRIA | 1 | 2 |
| | CASTILLA-LA MANCHA | 682 | 809 |
| | CASTILLA Y LEÓN | 257 | 328 |
| | CATALUÑA | 118 | 170 |
| | CEUTA Y MELILLA | 0 | 0 |
| | COMUNIDAD VALENCIANA | 175 | 224 |
| | EXTREMADURA | 313 | 406 |
| | GALICIA | 6 | 9 |
| | LA RIOJA | 30 | 78 |
| | MADRID | 24 | 24 |
| | MURCIA | 222 | 289 |
| | NAVARRA | 140 | 152 |
| | PAÍS VASCO | 11 | 16 |
| INSULAR | BALEARES | 28 | 51 |
| | CANARIAS | 63 | 93 |
| Total General | | 2.492 | 3.354 |

Tabla 1.- Tabla de la Potencia Instalada en las Comunidades Autónomas de España.

La Energía Solar Fotovoltaica debe mantener en nuestro país, durante los próximos 25-30 años, el reto de aportar una contribución significativa a la creación de un sistema de producción de energía eléctrica sostenible, garantizando su suministro y fomentando la economía nacional. Se considera la Energía Solar Fotovoltaica como un recurso ilimitado y disponible en cantidad suficiente para lograr estos objetivos en cualquier lugar de la Península Ibérica.

Por este motivo se puede decir que presenta un beneficio inmediato como un recurso energético sostenible y con una positiva aportación en el control de gases de efecto invernadero.

Estudios realizados, consideran que entre el 2011–2020 se prevé que España cubra un 20% de su abastecimiento de energía con fuentes renovables. El desarrollo del mercado español fotovoltaico permitiría disponer de unos 11500MW fotovoltaicos en 2020, teniendo en cuenta el crecimiento medio previsto del mercado solar.



Figura 10.- Evolución en el Futuro de la Energía Solar Fotovoltaica en España.

Tal y como se puede observar en la gráfica (Figura 10), la energía fotovoltaica en España se encuentra en un crecimiento exponencial constante. Comprobando la hipótesis del desarrollo en el futuro, podemos ver que se produce un aumento paulatino pero seguro de esta energía. El aumento que se prevé en estos años no es comparable con el año 2008, que es cuando se produce la mayor explosión de la Energía Fotovoltaica en nuestro país, pero cabe destacar esa continua evolución positiva que a lo largo de los años futuros que convertirá a España en un país donde primen las energías renovables en general y la fotovoltaica en particular.

Este aumento constante en el desarrollo de la Energía Solar Fotovoltaica debe considerarse como una fuente de gran capacidad para la generación de empleo sobre todo en la instalación para la construcción. Esto provocará un gran avance para el país, tanto en su desarrollo económico como en su avance tecnológico.

2.5.- Energía Fotovoltaica de Concentración

La concentración fotovoltaica consiste en sustituir las células solares, el elemento con diferencia más caro de los sistemas fotovoltaicos, por sistemas ópticos, llamados concentradores, que dirijan la luz sobre células más pequeñas, con tal de que éstas conviertan la mayor densidad de energía que reciben, y los elementos ópticos añadidos sean más baratos que el área de silicio sustituida.

Algunas de estas instalaciones de concentración utilizan como elementos ópticos, lentes para aumentar la potencia del Sol que llega a la célula. Otras concentran con un sistema de espejos la energía del Sol en células de alta eficiencia para obtener un rendimiento máximo de energía.

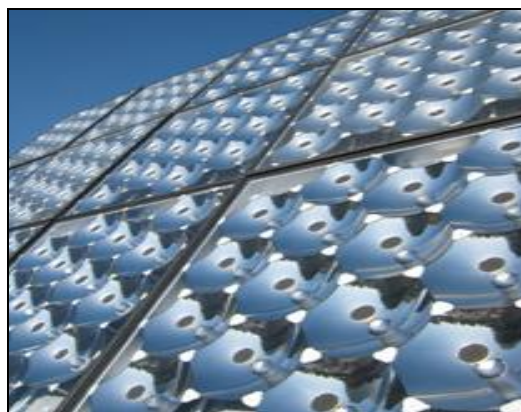
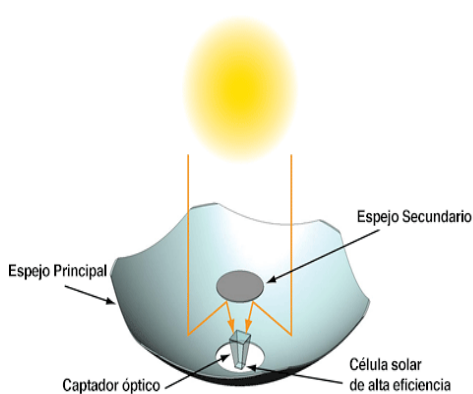


Figura 11.- Funcionamiento de las Células e Imagen de un Panel Fotovoltaico de Concentración.

Esta tecnología surge como forma de aprovechar al máximo el potencial del recurso solar y evitar por otra parte la dependencia del silicio, cada vez más escaso y con un precio cada vez mayor debido al aumento de la demanda por parte de la industria solar.

Por tanto mientras que en los sistemas fotovoltaicos convencionales la acumulación de la energía solar y la conversión de ésta a electricidad eran dos funciones desempeñadas por la célula solar, en los sistemas fotovoltaicos de concentración se desacoplan ambas funciones, la acumulación la realiza el concentrador y la conversión la célula.

La tecnología de concentración fotovoltaica se dibuja como una de las opciones más eficientes en producción energética a menor coste para zonas de alta radiación solar como son los países mediterráneos, las zonas del sur de Estados Unidos, México, Australia.... Los países más avanzados en la energía solar fotovoltaica de concentración son Estados Unidos, pionera en los años 80, Alemania y España. Estos países son los que más están apostando en la investigación y desarrollo de esta tecnología. Actualmente, el creciente desarrollo de las energías renovables está devolviendo el interés por esta tecnología. Los impulsores de la misma indican que el rendimiento de las placas de concentración es mayor que el de las convencionales y aseguran que en pocos años producirán energía más barata que la fotovoltaica convencional, aunque para ello necesitarán un mayor avance tecnológico, una mayor inversión económica y normativas propicias.

Las aplicaciones principales de la energía fotovoltaica de concentración están relacionadas con la investigación espacial. Así se emplea desde hace años en los paneles de los satélites y las naves espaciales donde se requieren placas que obtengan el máximo de energía solar en la mínima superficie posible. Otra posible aplicación sería, a partir de la construcción de plantas con gran cantidad de paneles solares de concentración, poder suministrar potencia a la red o utilizarla para producir hidrógeno, una de las grandes esperanzas de las energías limpias.

En la actualidad la producción de hidrógeno es un proceso que se considera costoso e inmaduro tecnológicamente hablando por lo que requerirán enormes inversiones en investigación. Dentro de 10 ó 20 años y a partir de factores como son el agua y la energía solar y eólica, los problemas energéticos y ambientales quedarán resueltos, pues a diferencia de otros combustibles, el hidrógeno no es contaminante. El hidrógeno se produce por electrólisis, proceso que requiere grandes cantidades de electricidad, la cual puede obtenerse a partir de las células fotovoltaicas solares y de los aerogeneradores, almacenando de esta manera la energía solar y la energía eólica. La energía primaria para la obtención de hidrógeno será la solar y la eólica, y la conversión se hará en pilas de combustible, lo que supondrá una gran revolución. Se espera que en un futuro los vehículos funcionen con pilas de combustibles evitando así el aumento de la contaminación.

Capítulo 3.-

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED: ELEMENTOS

3.- SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED: ELEMENTOS

3.1.- Introducción

El conocimiento de la radiación solar es determinante tanto para conocer la energía como para analizar el comportamiento de los distintos componentes que forman el sistema. Así se puede decir, que un sistema fotovoltaico conectado a la red está formado por una serie de elementos que permiten desde la transformación de la energía solar en electricidad hasta la inyección de ésta, previamente tratada y acondicionada, en la red eléctrica de distribución.

Un sistema fotovoltaico, en general, es un conjunto de equipos contruidos e integrados especialmente para realizar cuatro funciones fundamentales para el correcto funcionamiento de la instalación: Transformar directa y eficientemente la energía solar en energía eléctrica, Almacenar adecuadamente la energía eléctrica generada, Proveer convenientemente la energía producida (el consumo) y almacenada, Utilizar eficientemente la energía producida y almacenada.

En el orden antes mencionado, los componentes fotovoltaicos encargados de realizar dichas funciones son: Módulos y Generadores Fotovoltaicos (Paneles Solares), Acumulador Fotovoltaico (Baterías), Regulador Fotovoltaico o Convertidores DC/DC, Inversor Fotovoltaico y Cargas de Aplicación (Consumo). En particular en instalaciones de conexión a red los elementos que intervienen son: Generadores Fotovoltaicos, Inversor Fotovoltaico y por último la conexión a la Red Eléctrica directamente.

En instalaciones fotovoltaicas pequeñas es frecuente, además de los equipos antes mencionados, el uso de fusibles para la protección del sistema. En instalaciones medianas y grandes, es necesario utilizar sistemas de protección más complejos y, adicionalmente, sistemas de medición y sistemas de control de la carga eléctrica generada.

3.2.- Módulos o Paneles Fotovoltaicos (Generadores)

Un módulo o panel fotovoltaico es la unidad más pequeña que forma un generador fotovoltaico y consiste en un conjunto de células fotovoltaicas eléctricamente conectadas unas a otras de modo conveniente, de forma que reúnan unas condiciones óptimas para su integración en sistemas de generación de energía, siendo compatibles, tanto en tensión como en potencia, con las necesidades y equipos estándares existentes en el mercado. Dentro de las características de los paneles se puede decir que la corriente que producen depende del nivel de insolación.



Figura 12.- Imagen de un Módulo Fotovoltaico.

El propósito de la estructura del módulo fotovoltaico es proporcionar un soporte rígido que proteja las interconexiones eléctricas de las células de las condiciones medioambientales. Cada módulo fotovoltaico suele tener un marco de aluminio que le suministra la rigidez necesaria para su manejo e instalación, conectado en serie y/o en paralelo con otros módulos, para formar un generador fotovoltaico. Se pueden encontrar módulos de diferentes tamaños, formas y materiales.

Los cuatro factores que determinan la potencia eléctrica de salida de un módulo fotovoltaico son: el rendimiento de las células fotovoltaicas, (que depende del área activa de las células, del número de células y de la interconexión eléctrica de las mismas), la resistencia de la carga, es decir, el punto de trabajo en la curva I-V, la irradiancia solar y la temperatura de las células a las que el módulo se encuentra expuesto (relacionada con la temperatura ambiente). Normalmente, se habla de paneles de 6V, 12V y 24V, si bien es cierto que su tensión está por encima de las mencionadas, oscilando las potencias producidas entre los 2.5W y los 180W.

3.2.1.- Funcionamiento

Las células fotoeléctricas son dispositivos basados en la acción de radiaciones luminosas sobre ciertos materiales, normalmente metales. El efecto de esas radiaciones puede ser de tres tipos: Efecto Fotoemisor o Fotoexterno (provoca un arranque de electrones con liberación de los mismos), Efecto Fotoconductor o Fotointerno (modifica la conductividad eléctrica del material) y Efecto Fotovoltaico (crea una fuerza electromotriz en el material).

Precisamente en este último efecto es donde se engloban las células fotovoltaicas, que generan un paso de corriente proporcional al flujo luminoso que reciben. Los materiales usados para las células fotovoltaicas son los semiconductores, ya que la energía que liga a los electrones de valencia con su núcleo es similar a la energía de los fotones que constituyen la luz solar. Al incidir ésta sobre el semiconductor (normalmente silicio), sus fotones suministran la cantidad de energía necesaria a los electrones de valencia como para que se rompan los enlaces y queden libres para circular por el semiconductor.

Al lugar dejado por la ausencia del electrón liberado se le llama hueco, y dispone de carga eléctrica positiva. Estos huecos también se desplazan, ya que el electrón liberado es susceptible de caer en un hueco próximo, produciendo entonces un movimiento de estos huecos. Al hecho de que los electrones ocupen los huecos de otros electrones se le denomina recombinación.

Estos electrones libres y estos huecos creados en los puntos donde hay luz, tienden a difundirse hacia las zonas oscuras, con lo cual pierden su actividad. Sin embargo, al moverse ambas partículas en el mismo sentido, no producen corriente eléctrica, y antes o después se recombinan restableciendo el enlace roto. No obstante, si en algún lugar próximo a la región donde estas parejas de electrones y huecos han sido creados se formara un campo eléctrico en el interior del semiconductor, este campo separaría a los electrones de los huecos, haciendo que cada uno circule en dirección opuesta y, por consiguiente, dando lugar a una corriente eléctrica en el sentido del citado campo eléctrico.

Existen varias formas de crear un campo eléctrico de este tipo en el interior del semiconductor, pero todas ellas están basadas en el concepto de potencial de contacto y la afinidad que diferentes sólidos tienen por electrones.

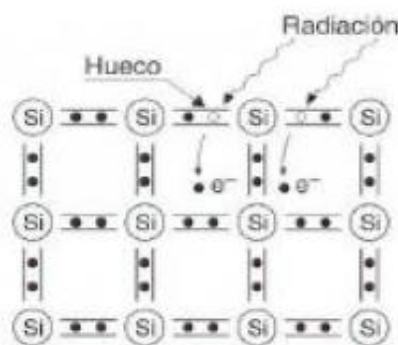


Figura 13.- Comportamiento de los Electrones y Huecos ante la Radiación Solar.

En las células solares convencionales este campo eléctrico se consigue mediante la unión de dos regiones de un cristal de silicio que han sido tratadas químicamente de modo diverso.

Una de las dos regiones, la denominada n , ha sido dopada (impurificada) con fósforo. El fósforo tiene cinco electrones de valencia, uno más que el silicio, de manera que la región dopada con fósforo muestra una afinidad por los electrones menor que el silicio puro.

La otra región denominada p , ha sido dopada con boro. El boro tiene sólo tres electrones de valencia, uno menos que el silicio, y por ello el silicio dopado con boro tiene una afinidad por los electrones superior al silicio puro.

De esta manera, la unión $p-n$ así formada presenta una diferencia de potencial V_e que hace que los electrones tengan menos energía en la zona n que en la zona p . Consecuentemente, un campo eléctrico dirigido de la zona n hacia la p tiende a enviar los electrones hacia la zona n y los huecos hacia la zona p .

En ocasiones, cuando inciden fotones sobre la capa superior de la célula, algunos enlaces se rompen generándose entonces pares electrón-hueco.

Teniendo en cuenta lo anterior, para obtener un buen rendimiento en células solares, éstas deben estar construidas por un material en el que la energía del enlace de sus electrones de valencia no sea ni muy baja, ya que perdería buena parte de la energía del fotón, ni muy alta, pues entonces sólo los fotones más energéticos del espectro solar podrían romper los enlaces. El silicio con 1.1eV, es el material más usado. El arseniuro de galio, con 1.4eV, tiene teóricamente mejores características pero es más caro. El sulfuro de cobre, con 1.2eV, es un material prometedor.

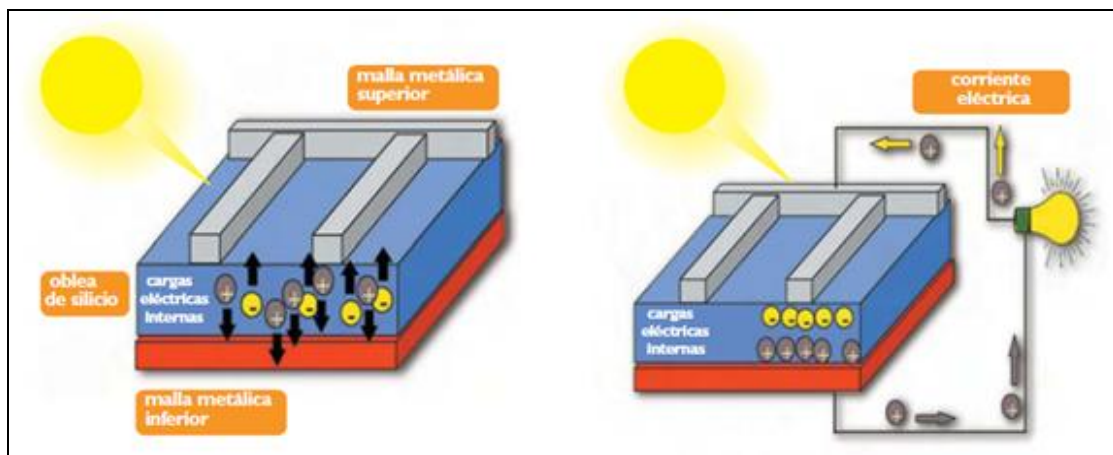


Figura 14.- Esquema del Funcionamiento de las Células Solares Fotovoltaicas ante la Radiación Solar.

3.2.2.- Estructuras de las Células Solares Fotovoltaicas

La estructura de una célula solar, es en definitiva, la estructura de un diodo. Una célula solar en la que no incida radiación se representa por la curva característica de un diodo, es decir, su curva I-V medida en oscuridad (sin iluminación) corresponde a la curva característica exponencial de un diodo. Este fenómeno se puede expresar como:

$$I = I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{e \cdot V}{m \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right]$$

donde I_0 es la corriente de saturación de oscuridad, V es el voltaje aplicado, e es el valor de la carga del electrón ($e = 1.60217733 \times 10^{-19} \text{C}$), m es el factor de idealidad del diodo (valor comprendido típicamente entre 1 y 2), k es la Constante de Boltzman ($k = 1.380658 \times 10^{-23} \text{J/K}$) y T es la temperatura absoluta (al término KT/e también se suele designar con el nombre de potencial térmico V_t ($V_t = 25.7 \text{mV}$ a 25°C)).

Cuando sobre la célula incide radiación se generan portadores libres de carga originando una corriente eléctrica, denominada fotocorriente, debido a la energía de los fotones de la radiación. Una célula solar en estas circunstancias es similar a una conexión en paralelo de una fuente de corriente y un diodo. La fuente de corriente genera la fotocorriente, I_F (en el esquema de la célula esta corriente viene representada por I_L), tanto mayor cuanto mayor sea el nivel de irradiancia.

Tal y como se puede ver en la siguiente figura (Figura 15) se pueden observar la curva característica I-V de un diodo y la curva correspondiente a una célula solar. La curva característica de la célula es igual a la del diodo pero desplazada una cantidad equivalente a la cantidad de fotocorriente ($I_L = I_F$) en el sentido de la polarización inversa.

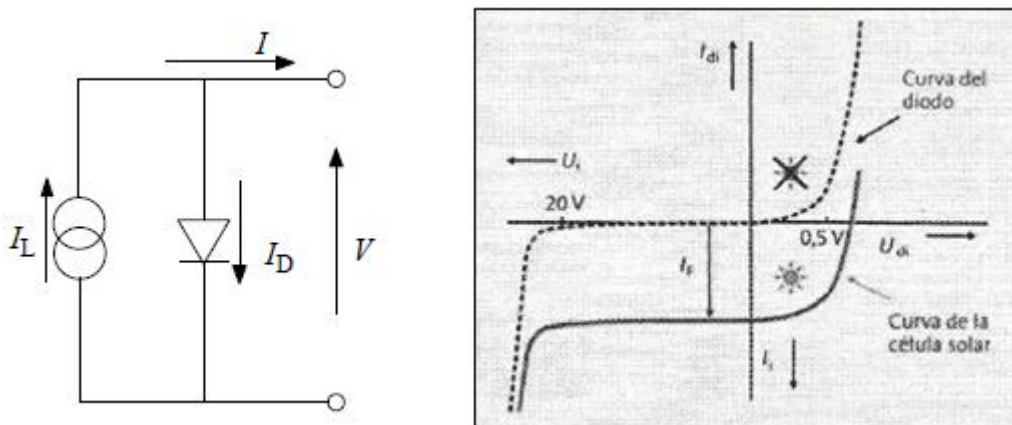


Figura 15.- Comportamiento y Circuito Simplificado Equivalente de una Célula Solar Fotovoltaica.

Las células solares obedecen, con buen grado de aproximación, el denominado principio de superposición. Esto quiere decir que si queremos obtener la corriente que pasa por una célula iluminada y sometida a una tensión V por efecto de la carga, podemos hacerlo sumando la corriente que pasaría por la célula si estuviese iluminada pero $V=0$ y la corriente que pasarían si no estuviese iluminada pero estuviese sometida a la tensión V . De esta forma:

$$I = I_L - I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{e \cdot V}{m \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right]$$

Sin embargo, la característica ideal de la célula solar que hemos descrito al inicio de este apartado, se ve alterada por la presencia de dos factores, la resistencia serie y la resistencia paralelo de la célula que afectan, sobre todo, al factor de forma y, a través de él, a la eficiencia de la célula.

La resistencia en serie, R_S , de la célula es una resistencia interna de la célula y se debe a la metalización, a la resistencia de los contactos y a la resistencia del propio semiconductor con el que se ha fabricado. Cuando el factor de recubrimiento tiende a cero (la malla de metalización deja pasar más luz) la resistencia serie tiende a incrementarse hacia el infinito. La resistencia paralelo, R_P , tiene su origen en imperfecciones en la calidad de la unión pn que constituye la célula y es responsable de permitir la existencia de fugas de corriente.

Estos dos factores se pueden tener en cuenta en el modelo de la célula solar de forma que la ecuación característica de la misma viene ahora determinada por la ecuación siguiente:

$$I = I_L - I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{e \cdot V + R_S \cdot I}{m \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V + R_S \cdot I}{R_P} \right)$$

El modelo como circuito de esta ecuación se ha representado en la siguiente figura (Figura 16). Éste sería el circuito equivalente de una célula completa incluyendo la resistencia serie y la resistencia serie paralelo.

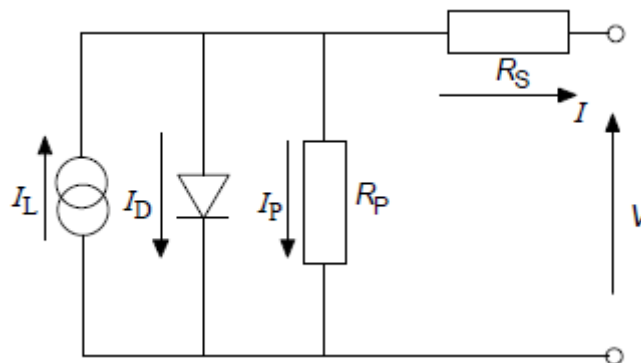


Figura 16.- Circuito Equivalente de una Célula Solar.

La influencia cualitativa de estos parámetros (R_p y R_s) en la curva característica corriente-tensión de la célula se ha ilustrado en la Figura 17. El factor de forma (cociente entre P_{MAX} y el producto de V_{OC} e I_{SC}) mejora para valores elevados de R_p y para valores bajos de R_s . La resistencia paralelo está relacionada con la pendiente de la curva I-V en el entorno de I_{SC} (corriente de cortocircuito), mientras que la resistencia serie lo está con la pendiente en V_{OC} (tensión en circuito abierto).

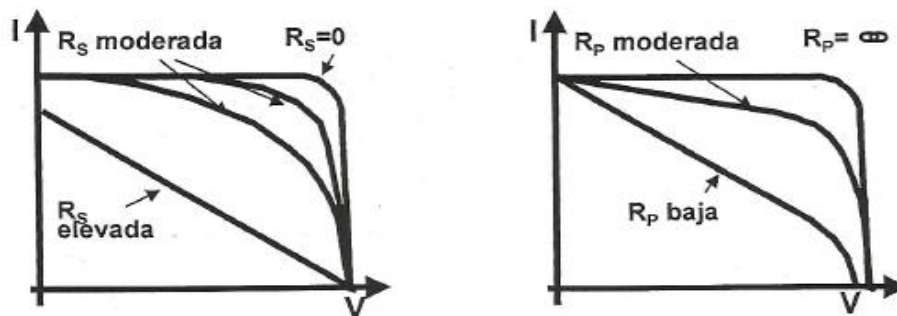


Figura 17.- Efectos en la Curva Características de la Célula Solar derivadas de la presencia de la Resistencia Serie (R_s) y de la Resistencia Paralelo (R_p).

3.2.3.- Tipos de Células

En el mercado hay una variedad de células fotovoltaicas dependiendo del material con el que están fabricadas. Así, las células se pueden clasificar de la siguiente manera:

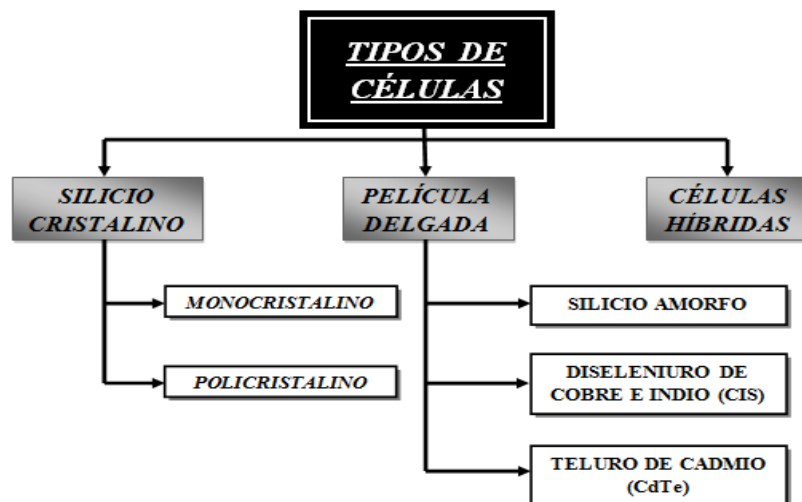


Figura 18.- Esquema de la Clasificación de los Tipos de Células.

3.2.3.1. Proceso de Fabricación de Células de Silicio

Pese a la variedad de tipos de células existentes en el mercado, la gran mayoría están fabricadas con silicio cristalino, en concreto el 93.8% del total de las células solares fabricadas en el mundo son de silicio cristalino y, además, la proporción va en aumento.

Las células cristalinas están formadas fundamentalmente por silicio, siendo éste el material más abundante de la Tierra después del oxígeno. No se encuentra en estado puro sino unido químicamente al oxígeno en forma de dióxido de silicio. Para obtener silicio puro se debe separar primero el oxígeno no deseado del dióxido y para ello se introduce la “arena de cuarzo” junto con “polvo de carbono” en un crisol donde se funden. De esta manera se obtiene el denominado silicio metalúrgico con una pureza del 98%.

Este silicio no es de la suficiente pureza como para que pueda ser utilizado con fines electrónicos, ya que para estas aplicaciones se exige un grado de impurezas admisible de una millonésima parte. Por este motivo se purifica el silicio metalúrgico mediante procesos químicos.

El silicio se muele y se mete junto con gas de hidruro de cloro (clorhídrico) en un horno. El producto químico de dicha reacción es hidrógeno y Cl_3Si , un líquido que hierve a 31°C . Mediante destilaciones sucesivas se alcanza el grado de pureza deseado, ya que en cada destilación este va aumentando. Posteriormente se coloca el Cl_3Si con hidrógeno a 1000°C obteniéndose el silicio. El silicio puede ser manipulado posteriormente de muchas formas diferentes.

En función del procedimiento se obtienen células monocristalinas o policristalinas. Como se puede observar a continuación, se adjunta un esquema (Figura 19) de la cadena de valor o el proceso de fabricación, desde el silicio hasta la formación de las células y llegar posteriormente a la conformación de los paneles solares que se utilizan comercialmente en instalaciones.

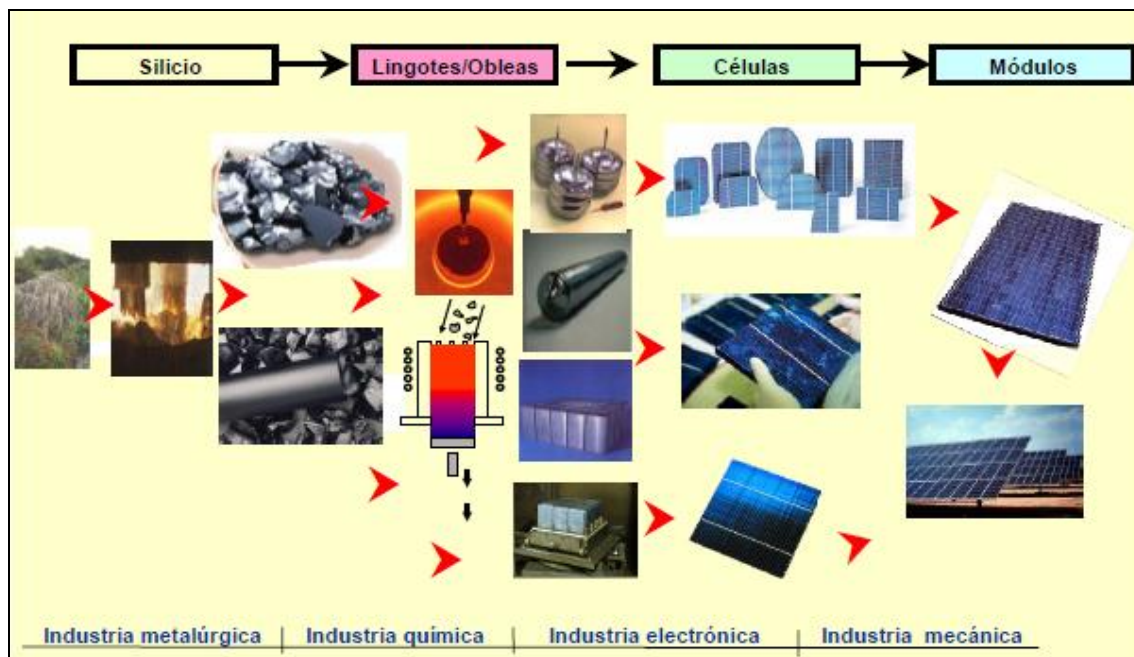


Figura 19.- Cadena de Valor de la Industria Fotovoltaica para la Fabricación de Paneles Solares.

En la actualidad, los fabricantes de células solares se proveen, hasta ahora, principalmente del material procedente de los residuos de semiconductores en la industria electrónica.

A continuación se comenta, de forma resumida, el proceso de fabricación de una célula monocristalina o policristalina. Este desarrollo se puede dividir en 4 fases que a continuación se describen:

PRIMERA FASE: OBTENCIÓN DEL SILICIO

A partir de las rocas ricas en cuarzo (rocas formadas por SiO_2 , muy abundantes en la naturaleza) y mediante el proceso de reducción con carbono, se obtiene silicio con una pureza aproximada del 99%, que no resulta suficiente para usos electrónicos y que se suele denominar silicio de grado metalúrgico.

La industria de semiconductores purifica este silicio por procedimientos químicos, normalmente destilaciones de compuestos colorados de silicio, hasta que la concentración de impurezas es inferior al 0.2 partes por millón.

El material así obtenido suele ser llamado silicio grado semiconductor y aunque tiene un grado de pureza superior al requerido en muchos casos por las células solares, ha constituido la base del abastecimiento de materia prima para aplicaciones solares representando en la actualidad casi las tres cuartas partes del abastecimiento de las industrias de fabricación de células.

Sin embargo, para usos específicamente solares, son suficientes (dependiendo del tipo de impureza y de la técnica de cristalización), concentraciones de impurezas del orden de una parte por millón. Al material de esta concentración se le suele denominar silicio grado solar. Existen actualmente tres posibles procedimientos en distintas fases de experimentación para la obtención del silicio grado solar, que proporcionan un producto casi tan eficaz como el del grado semiconductor a un coste sensiblemente menor.

SEGUNDA FASE: CRISTALIZACIÓN

Una vez fundido el silicio, se inicia la cristalización a partir de una semilla. Dicha semilla es extraída del silicio fundido, que va solidificando de forma cristalina, resultando, si el tiempo es suficiente, un monocristal. El procedimiento más utilizado en la actualidad es el convencional por el método Czochralsky, pudiéndose emplear también técnicas de colado. El silicio cristalino así obtenido tiene forma de lingotes. También se plantean otros métodos capaces de producir directamente el silicio en láminas a partir de técnicas basadas en la epitaxia, en crecimiento sobre soporte o cristalización a partir de Si mediante matrices.



Figura 20.- Imagen de un Lingote de Silicio Monocristalino.

La diferencia principal en la obtención de estructuras monocristalinas (con un único frente de cristalización) y policristalinas (con varios frentes de cristalización, aunque con unas direcciones predominantes) radica en el grado de pureza del silicio durante el crecimiento/recristalización.

TERCERA FASE: OBTENCIÓN DE OBLEAS

Esta fase, aunque en principio pareciera sencillo y simple debido a que consiste en un proceso de corte de los lingotes para la obtención de láminas obleas, es muy importante porque supone una gran pérdida de material que incluso puede llegar a alcanzar hasta el 50%. El espesor de las obleas suele ser de entre 2 y 4mm. Las obleas o plaquetas cuadradas que se obtienen son de unos 100-150cm² de lado.

Esto se realiza con una sierra de hilo que consta de un hilo de 150-500Km enrollados en unos rodillos giratorios, de la manera esquematizada en la Figura 21 que se mueve rociado con un abrasivo sobre el bloque de silicio mono o policristalino cortándolo en las obleas ya dichas de 250-400µm de espesor.

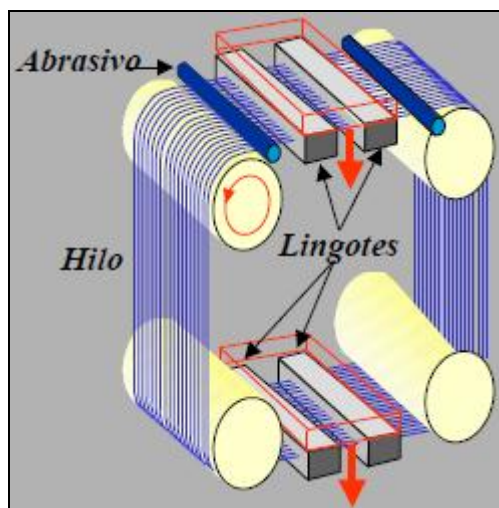


Figura 21.- Imagen de la Sierra de Hilo para Barras de Silicio.

CUARTA FASE: FABRICACIÓN DEL MÓDULO

Una vez obtenida la oblea, es necesario mejorar su superficie, (que presenta irregularidades y defectos debidos al corte), y retirar de la misma los restos que puedan llevar (polvo, virutas), mediante el proceso denominado decapado.

Con la oblea limpia, se procede al texturizado de la misma (siempre para células monocristalinas, ya que las células policristalinas no admiten este tipo de procesos), aprovechando las propiedades cristalinas del silicio para obtener una superficie que absorba con mayor eficiencia la radiación solar incidente.

Posteriormente se procede a la formación de una unión pn mediante deposición de distintos materiales (compuestos de fósforo para las partes n y compuestos de boro para las partes p) aunque normalmente las obleas ya están dopadas con boro, y su integración en la estructura del silicio cristalino.

El siguiente paso es la formación de los contactos metálicos de la célula, en forma de rejilla en la cara iluminada por el Sol, y continuo en la cara posterior. La formación de los contactos en la cara iluminada se realiza mediante técnicas serigráficas, empleando más recientemente la tecnología láser para obtener contactos de mejor calidad y rendimiento.

El contacto metálico de la cara sobre la cual incide la radiación solar suele tener forma de rejilla, de modo que permita el paso de la luz y la extracción de corriente simultáneamente. La otra cara está totalmente recubierta de metal.

Una célula individual normal, con un área de unos 75cm^2 y suficientemente iluminada es capaz de producir una diferencia de potencial de 0.4V y una potencia de 1W.

Finalmente, puede procederse a añadir una capa antirreflexiva sobre la célula, con el fin de mejorar las posibilidades de absorción de la radiación solar. Una vez concluidos los procesos sobre la célula, se procede a su comprobación, previamente a su encapsulado, interconexión y montaje en los módulos.

En cuanto a la eficiencia de las diferentes tecnologías fotovoltaicas se pueden indicar ciertos valores aproximados. Para el caso del silicio monocristalino ésta se sitúa aproximadamente entre un 16 y un 25% mientras que en el policristalino actualmente es del 12–13% siendo posible que se eleve a corto plazo en un nivel similar al alcanzado ya para el monocristalino.

Como resumen, en relación a la tecnología solar del silicio mono o policristalino, se puede indicar que su situación es madura, pero no obstante existe un amplio aspecto de posibles mejoras, muchas de ellas analizadas y verificadas en profundidad a nivel de laboratorio.

Otros posibles materiales para la fabricación de células solares es el silicio amorfo. Esta tecnología permite disponer de células de muy delgado espesor, lo cual presenta grandes ventajas. Adicionalmente su proceso de fabricación es, al menos teóricamente más simple y sustancialmente más barato. La eficiencia es comparativamente algo menor que en los casos anteriores (6-8%) y todavía no se dispone de datos suficientes en cuanto a su estabilidad. Su principal campo de aplicación en la actualidad son los relojes, juguetes, calculadoras y otras aplicaciones de consumo. Dentro de aplicaciones energéticas equivalentes a las de la tecnología del silicio cristalino, su versatilidad es muy adecuada para la confección de módulos semitransparentes empleados en algunas instalaciones integradas en edificios.


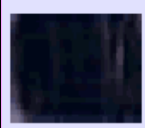
| CÉLULAS | | RENDIMIENTO LABORATORIO | RENDIMIENTO DIRECTO | CARACTERÍSTICAS | FABRICACIÓN |
|---|----------------|-------------------------|---------------------|---|--|
|  | MONOCRISTALINO | 24 % | 15 - 18 % | Es típico los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralsky). | Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro. |
|  | POLICRISTALINO | 19 - 20 % | 12 - 14 % | La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules. | Igual que el del monocristalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización. |
|  | AMORFO | 16 % | < 10 % | Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células. | Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico. |

Tabla 2.- Tabla de los Tipos de Células y sus Características.

3.2.4.- Curva Característica I-V del Generador

Las curvas I-V de los generadores fotovoltaicos nos indican la potencia instantánea en función de las condiciones de operación (irradiancia, temperatura de célula y respuesta espectral principalmente) que varían a lo largo del día.

Un módulo o generador fotovoltaico viene definido eléctricamente por su curva I-V. Ésta depende básicamente de la irradiancia incidente (la corriente generada es proporcional a la irradiancia) y de la temperatura de operación (el voltaje disminuye con la temperatura). También influyen de forma importante, aunque en menor grado, otros factores como la respuesta espectral (el espectro solar varía con la hora del día, la estación del año y la respuesta espectral de las células es diferente para cada fabricante y tecnología) y como el ángulo de incidencia de la radiación solar sobre el generador fotovoltaico (la dependencia de la curva I-V con estos factores se estudiará en el siguiente apartado (3.2.5)).

3.2.4.1. Terminología

La representación estándar de un dispositivo fotovoltaico es la curva característica I-V (Figura 22). La curva representa las posibles combinaciones de corriente y voltaje para un dispositivo fotovoltaico bajo unas condiciones ambientales determinadas. El punto en concreto de corriente y voltaje en el que el dispositivo fotovoltaico trabajará, vendrá determinado por la carga a la que esté conectado.

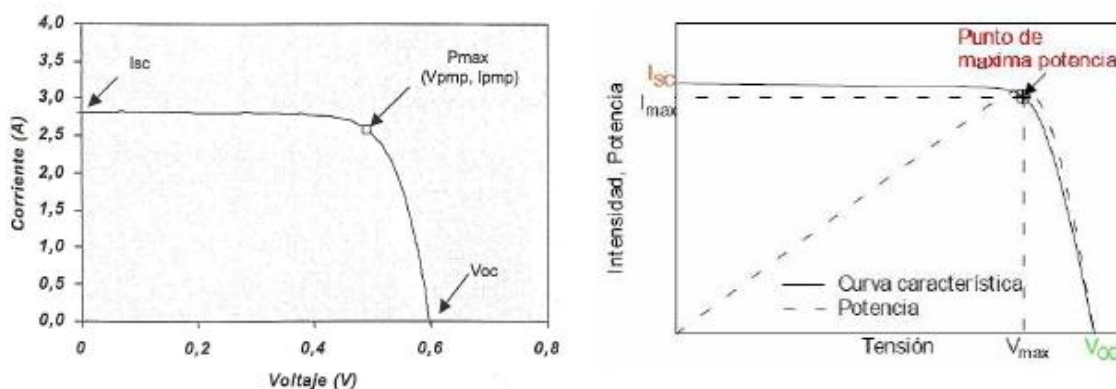


Figura 22.- Imágenes de la Curva Característica de un Módulo Fotovoltaico y sus Elementos Principales.

En principio, el generador puede trabajar en cualquier punto de su curva I-V. El punto de trabajo del sistema vendrá impuesto por el tipo de carga que se conecte y estará definido por el punto de corte entre la curva I-V del generador y la curva I-V de la carga o consumo. Un sistema ideal sería aquel que aprovecha la máxima potencia disponible en cada momento, esto es, el punto de trabajo coincide con el punto de máxima potencia, del generador.

Tal y como se ha comentado en el párrafo anterior, en la configuración óptima de la curva, el punto de trabajo coincide con el punto de máxima potencia, PMP, y se pueden utilizar dispositivos de control electrónicos, llamados seguidores del punto de máxima potencia, para ajustar cualquier carga al punto de máxima potencia.

3.2.4.2. Principales Parámetros de la Característica I-V

A continuación se comentan los principales parámetros de la curva característica I-V del dispositivo fotovoltaico, según se señalan en la figura anterior (Figura 22):

- **Corriente de Cortocircuito (I_{CC} notación española, I_{SC} notación internacional):** Es la máxima corriente que producirá el dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondientes a un voltaje igual a cero.
- **Voltaje de Circuito Abierto (V_{CA} notación española, V_{OC} notación internacional):** Es el máximo voltaje del dispositivo bajo unas condiciones de iluminación y temperatura, correspondientes a una corriente igual a cero.
- **Potencia Máxima (P_{MAX}):** Es la máxima potencia que producirá el dispositivo en unas determinadas condiciones de iluminación y temperatura, correspondiente al par máximo I-V.
- **Corriente en el Punto de Máxima Potencia (I_{PMP}):** Es el valor de la corriente para P_{MAX} en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.

- **Voltaje en el Punto de Máxima Potencia (V_{PMP}):** Es el valor de voltaje para P_{MAX} en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.
- **Factor de Forma (FF):** Es el valor correspondiente al cociente entre P_{MAX} y el producto de V_{OC} e I_{SC} . Puede venir expresado en tanto por ciento o en tanto por uno, siendo el valor 100% el que corresponderá a un hipotético perfil de cuadrado, no real. Nos da una idea de la calidad del dispositivo fotovoltaico, siendo éste tanto mejor cuánto más alto sea su factor de forma.

$$FF = \frac{P_{MAX}}{V_{OC} \cdot I_{SC}}$$

Generalmente las células dentro del módulo fotovoltaico se asocian en serie, con el fin de obtener unos valores de voltaje más apropiados para su conexión a distintas cargas o a una batería (el voltaje de una célula estándar suele ser de unos 0.6V). El voltaje total del módulo dependerá, por tanto, del número de células asociadas en serie. Por el contrario, la corriente que podemos obtener del módulo fotovoltaico va a depender básicamente del tipo y tamaño de células (suponiendo que no haya células conectadas en paralelo en el interior del módulo).

3.2.5.- Factores que afectan a la Curva Característica I-V del Generador

Un módulo o generador fotovoltaico viene definido eléctricamente por su curva I-V. Ésta depende básicamente de la irradiancia incidente (la corriente generada es proporcional a la irradiancia) y de la temperatura de operación (el voltaje disminuye con la temperatura). También influyen de forma importante, aunque en menor grado, otros factores como la respuesta espectral (el espectro solar varía con la hora del día, la estación del año y la respuesta espectral de las células es diferente para cada fabricante y tecnología) y como el ángulo de incidencia de la radiación solar sobre el generador fotovoltaico.

3.2.5.1. Efecto de la Intensidad de Iluminación (Irradiancia)

En general la irradiancia afecta principalmente a la corriente, de forma que se puede considerar que la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es proporcional a la irradiancia:

$$I_{SC}(E_2) = I_{SC}(E_1) \cdot \frac{E_2}{E_1}$$

donde $I_{SC}(E_2)$ es la corriente de cortocircuito para un nivel de irradiancia E_2 . $I_{SC}(E_1)$ es la corriente de cortocircuito para un nivel de irradiancia E_1 .

La ecuación es válida para variaciones de irradiancia a temperatura constante, y resulta una aproximación cuando ésta varía, ya que supone despreciar los efectos que la temperatura tiene sobre la corriente de cortocircuito. Sin embargo podemos considerarlo como una expresión adecuada para tener una idea de cuáles serían los valores de la I_{SC} a diferentes irradiancias ya que el error que se comete es inferior al 0.5%.

La siguiente figura muestra un ejemplo de la influencia de la intensidad de iluminación sobre una curva I-V medida en laboratorio desde 120 W/m^2 hasta 1180 W/m^2 y temperatura constante.

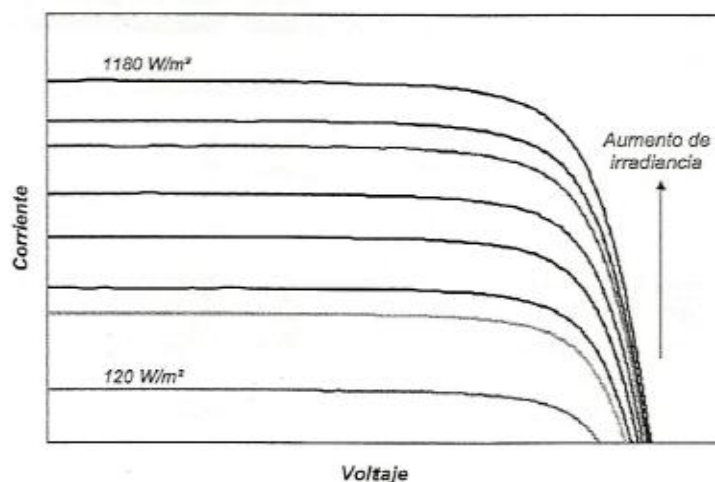


Figura 23.- Ejemplo del Efecto de la Irradiancia sobre la Curva Característica I-V de un Generador Fotovoltaico.

3.2.5.2. Efecto de la Temperatura

La temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje de la curva característica I-V, y tiene su mayor influencia en el voltaje de circuito abierto (V_{OC}), aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor I_{SC} (éste muy ligeramente). En la siguiente figura puede verse un ejemplo de la variación de la curva característica I-V de un generador fotovoltaico al variar la temperatura manteniendo la irradiancia constante.

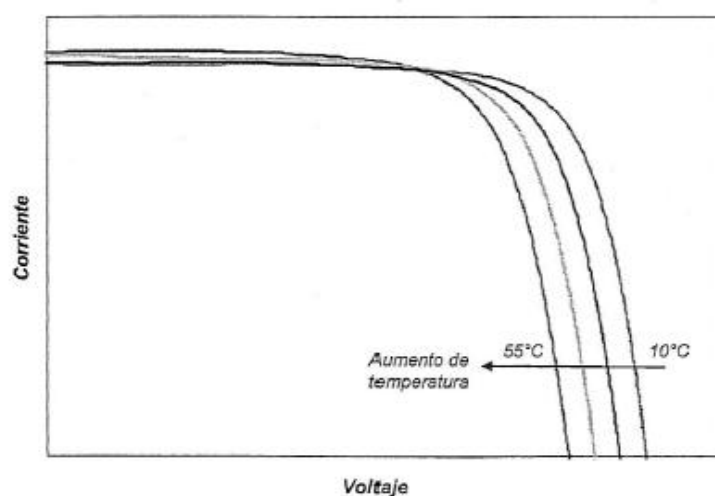


Figura 24.- Ejemplo de la Variación de la Característica I-V del Generador Fotovoltaico al variar la Temperatura manteniendo la Irradiancia Constante.

Existen tres coeficientes α , β y γ que representan la variación de los parámetros fundamentales de la curva característica I-V del generador fotovoltaico con la temperatura. Así, α expresa la variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura, β la variación del voltaje de circuito abierto y γ la variación de la potencia máxima.

Lo más común suele ser encontrarse estos valores como referencia a los de una célula constituyente del módulo fotovoltaico con valores típicos, para el caso de una célula de 100cm^2 :

$$\alpha = 1.5 \text{mA}/^{\circ}\text{C}$$

$$\beta = -2.3 \text{mV}/^{\circ}\text{C}$$

$$\frac{1}{P_{MAX}} \gamma = -0.00441/^{\circ}\text{C}$$

3.2.5.3. Efecto del Contenido Espectral de la Luz

La respuesta espectral de la célula se refiere a la corriente que es capaz de suministrar para cada longitud de onda o color de la luz incidente.

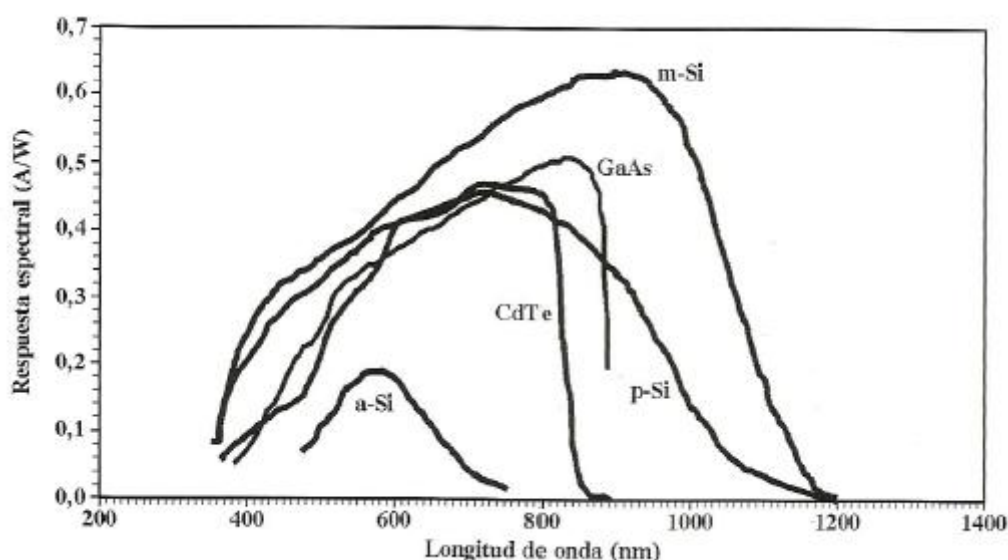


Figura 25.- Ejemplo de la Forma Típica de la Respuesta Espectral de Células Solares Fotovoltaicas de distintas Tecnologías.

En esta figura se representa la forma típica de respuestas espectrales de células de distintas tecnologías, esto es la densidad de energía para cada longitud de onda de la luz proveniente del Sol. Debido a que la luz pasa a través de la atmósfera, ciertas longitudes de onda son absorbidas o reflejadas más que otras por el aire, la suciedad y aerosoles en suspensión. Estas absorciones varían dependiendo de la cantidad de atmósfera que la luz del Sol ha de atravesar. Esta distancia se denomina “masa de aire (AM)”.

Dependiendo de la hora de medida y la época del año el espectro presenta pequeñas desviaciones respecto al espectro considerado estándar en la superficie terrestre. Al mediodía solar, cuando la luz es perpendicular, se tiene un espesor 1 (designado como AM 1.0). Este espesor variará con la hora (se considera el espectro AM 1.5 como un estándar de medida). Las células fotovoltaicas “ven” la luz solar de diferentes modos, dependiendo de los materiales de los que estén formados. La respuesta espectral de una célula fotovoltaica es una medida de la “respuesta” (medida en forma de corriente generada) de un dispositivo fotovoltaico expuesto a la luz solar. La respuesta espectral varía para cada tipo de tecnología, para el silicio monocristalino, comienza entorno a los 350nm, alcanza su máximo en los 800nm y decae rápidamente a los 1100nm. Para el silicio amorfo es más estrecha, comenzando entorno a los 300nm, con su máximo a los 500nm y finalizando a los 700nm.

Un dispositivo fotovoltaico es tanto mejor cuanto mejor respuesta espectral posee, esto es, el que mejor adapte su curva de respuesta espectral al espectro de la radiación solar.

La respuesta espectral varía para cada tipo de tecnología que forman las células. Si se realiza una medida del espectro en el momento de tomar la curva característica I-V puede realizarse una pequeña corrección multiplicando la corriente de cortocircuito por el “factor espectral” obtenido de la comparación del espectro estándar y el espectro en condiciones experimentales. Esta corrección suele ser muy pequeña y se utiliza cuando se requiere elevada precisión por tratarse de calibraciones de células o módulos fotovoltaicos.

3.2.6.- Condiciones de Referencia del Generador

La curva característica del módulo fotovoltaico cambia con las condiciones ambientales, es necesario definir una serie de condiciones de operación para poder contrastar los valores de distintos fabricantes, de distintas células o módulos fotovoltaicos, y extrapolar a partir de ellas a otras condiciones deseadas. Las condiciones más empleadas son:

CONDICIONES ESTÁNDAR: Son las de uso más generalizado y universal, y vienen definidas por:

- **Irradiancia:** 1000W/m^2
- **Distribución espectral:** AM 1.5
- **Incidencia:** Normal
- **Temperatura de la célula:** 25°C

Normalmente los parámetros característicos de los módulos o células incluidos en las hojas de especificaciones técnicas de los fabricantes vienen definidos en estas condiciones. Sin embargo la experiencia muestra que pocas veces los módulos fotovoltaicos alcanzan estas condiciones, ya que con un nivel de irradiancia de 1000W/m^2 que pueden alcanzarse al mediodía, los módulos adquieren temperaturas de más de 25°C , a no ser que sea un día claro de invierno. Es por esto por lo que se definen además otras condiciones que pretenden representar el comportamiento del módulo de manera más realista.

CONDICIONES NOMINALES DE OPERACIÓN: Son condiciones de uso más reales que las condiciones estándar, para representar el funcionamiento del módulo y vienen definidas por:

- **Irradiancia:** 800W/m^2
- **Temperatura:** Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)
- **Velocidad del Viento:** 1m/s
- **Temperatura Ambiente:** 20°C

Donde TONC es lo que define como la temperatura nominal de la célula, y representa la temperatura que alcanzarían las células solares para un nivel de irradiancia de 800W/m^2 , temperatura ambiente de 20°C , velocidad del viento de 1m/s e incidencia normal. El valor de la TONC también viene incluida en las hojas de características técnicas de los módulos, y para un módulo de silicio monocristalino suele estar entorno a los 47°C .

Dado que las condiciones nominales de operación hacen referencia a la temperatura ambiente, y no a la temperatura del módulo, se hace necesario una expresión que relacione ambas. Se puede considerar una buena aproximación:

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} \cdot E$$

donde: T_c es la temperatura de la célula o módulo, T_a es la temperatura ambiente, TONC es la temperatura de operación nominal de la célula y E es la irradiancia.

3.2.7.- Eficiencia del Módulo Fotovoltaico

La eficiencia de un dispositivo es la manera común de definir la calidad del mismo. Para el caso de un generador fotovoltaico, ésta sería el cociente entre la energía producida por el dispositivo y la energía incidente. Sin embargo existen varias maneras de definir la eficiencia del generador fotovoltaico, dependiendo del área del mismo que se tenga en cuenta. Así, en los catálogos de fabricantes y en bibliografías de referencia podemos encontrar:

EFICIENCIA CON RESPECTO AL ÁREA TOTAL

Esta definición implica la relación entre la máxima potencia generada por el dispositivo y la cantidad de radiación solar incidente en el dispositivo completo. Por dispositivo completo se entiende el área total del módulo, incluyendo células, espacio intercelular, contactos y marco del mismo.

$$\eta_{\text{Área_Total}} = \frac{P_{\max}}{A_T \cdot E_T}$$

donde $\eta_{\text{Área_Total}}$ es la eficiencia con respecto al área total, P_{\max} es la potencia máxima que puede generar el dispositivo, A_T es el área total del mismo y E_T es la radiación solar incidente total.

EFICIENCIA CON RESPECTO AL ÁREA DE LA CÉLULA

Es una versión modificada de la anterior, en la que sólo se considera el área cubierta por las células dentro del módulo ignorando el espacio entre células y el marco del módulo. De esta manera se evita el efecto de marcos muy grandes, que en realidad no afectan a la calidad de la célula fotovoltaica.

$$\eta_{\text{Área_Total}} = \frac{P_{\max}}{A_C \cdot E_T}$$

La expresión es igual que la anterior pero teniendo en cuenta el área de la célula A_C y no el área total como en el caso anterior.

EFICIENCIA CON RESPECTO AL ÁREA ACTIVA DE LA CÉLULA

Esta definición implica el cálculo de la eficiencia basada solamente en el área del dispositivo que está expuesto a la luz solar incidente. Las áreas sombreadas por los contactos o las rejillas de las células no estarían incluidas. Esta es la eficiencia que nos ofrece siempre un valor mayor, aunque normalmente sólo se utiliza para células individuales y en resultados de laboratorio, y no en dispositivos comerciales acabados.

$$\eta_{\text{Área_Total_Célula}} = \frac{P_{\max_célula}}{A_C \cdot E_C}$$

La expresión es similar a las anteriores relativas a la eficiencia, con la salvedad de que sólo se calcula la eficiencia en células aisladas y no en módulos completos, es por esto por lo que la expresión la componen valores referentes a células individuales. Así se comprobará la capacidad de las células antes de realizar los dispositivos para comercializar en el mercado.

3.2.8.- Conexión de Módulos Fotovoltaicos

Las células y los módulos fotovoltaicos se asocian en serie o en paralelo o en serie-paralelo formando un generador fotovoltaico.

3.2.8.1. Conexión de Células Fotovoltaicas

Un módulo fotovoltaico está formado por la conexión en serie o en serie-paralelo de varias células solares. Para ello se suelda la cara del contacto delantero de una célula con el contacto trasero de la célula siguiente, de esta forma quedan las células conectadas en serie al quedar el polo negativo (la cara delantera) conectados al polo positivo (cara posterior) de la célula siguiente. Los extremos iniciales o finales de la cadena serán utilizados como las conexiones eléctricas del módulo.

En la fabricación industrial de módulos comerciales, el conexionado de las células se realiza de forma automática mientras que en los módulos “a medida” se sueldan las células de forma manual.

En los módulos de silicio cristalino, las células se conectan entre sí, unas con otras después de producidas las células de forma independiente. Por el contrario en el caso de módulos de película delgada la interconexión de las células se realiza en el propio proceso de elaboración de las células y se consigue mediante la separación de las diferentes capas de la célula. Para ello se cortan los materiales en tiras de materiales de cerca de 1cm de anchura con un láser o mediante surcos mecanizados.

3.2.8.2. Conexionado de Módulos Fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos se asocian en serie o en paralelo formando un generador fotovoltaico. Para conocer las características eléctricas debidas a la asociación de módulos se deben tener en cuenta los mismos criterios que se han indicado cuando se asocian células. La asociación en serie de los módulos se simboliza por un ramal. Hay que recordar que la tensión de circuito abierto de los módulos es superior a las tensiones de funcionamiento correspondiente al punto de máxima potencia. En la figura siguiente se muestra la curva característica corriente-tensión de tres módulos en serie.

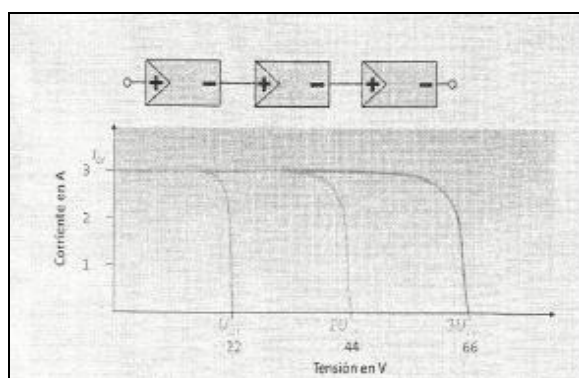


Figura 26.- Esquema de un Generador Fotovoltaico de tres Módulos en Serie.

Los distintos ramales de módulos en serie se suelen conectar en paralelo para configurar un generador fotovoltaico. En la siguiente figura se muestra la curva característica corriente-tensión de una combinación de módulos en serie-paralelo.

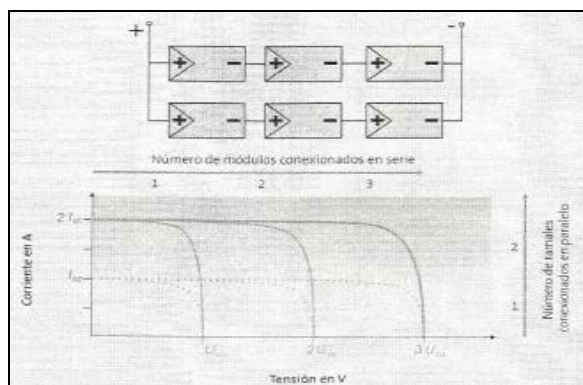


Figura 27.- Esquema de un Generador Fotovoltaico con dos ramales de tres Módulos en Serie conectados en Paralelo.

Para reducir las pérdidas debidas a la dispersión de los parámetros eléctricos de los diferentes módulos se deben utilizar módulos de curvas características iguales, es decir, de la misma marca y modelo.

En instalaciones aisladas es frecuente que se asocien en paralelo varios módulos ya que con un solo módulo se obtiene la tensión suficiente para cargar la batería y con el resto de módulos se obtiene la energía requerida por el usuario. En la figura siguiente se muestra la curva corriente-tensión de tres módulos en paralelo.

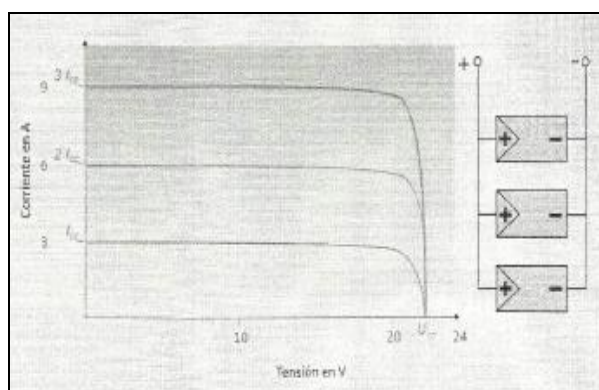


Figura 28.- Esquema de un Generador Fotovoltaico de tres Módulos en Paralelo.

3.2.9.- Encapsulado de Células

Las células, una vez conectadas en serie, en paralelo o en serie-paralelo, se encapsulan para protegerlas de las condiciones climáticas como lluvia, humedad, polvo, etc. Por la parte frontal de las células, donde debe incidir la radiación solar, se emplea normalmente vidrio aunque en ocasiones muy particulares es posible emplear vidrios acrílicos (metacrilato), lacas o láminas de plástico, con algún material intermedio, normalmente EVA (Etilen-Vinil-Acetato), teflón o resina. Estos materiales deben ser muy transparentes para que permitan el paso de la mayor cantidad de la radiación solar incidente. Por estas razones los materiales empleados en las caras frontales son vidrios con bajo contenido en óxido de hierro, los cuales dejan pasar del orden del 91% de la radiación solar. Para soportar las altas tensiones térmicas que se producen por las grandes diferencias de temperaturas a las que se exponen, los vidrios se templan.

Existen vidrios de reciente desarrollo, los cuales alcanzan, tras un tratamiento adicional antirreflectante mediante técnicas de cauterización o mediante una capa de inmersión, una transparencia del orden del 96%. Con vidrios estándares la energía producida por un módulo disminuiría en más de un 4% que con los vidrios específicos, llamados vidrios solares, que se suelen utilizar en los módulos fotovoltaicos.

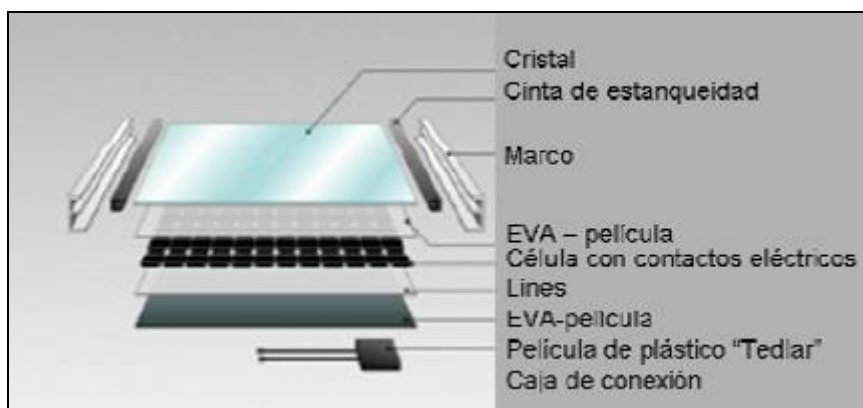


Figura 29.- Esquema de las Diferentes Capas que componen un Módulo Fotovoltaico.

En la parte posterior, se suele utilizar un polímero opaco denominado **Tedlar**, aunque en ocasiones se utilizan vidrios templados, láminas de plástico o metálicas, etc.

Tal y como se puede observar en la Figura 29 los materiales de laminación se colocan con este orden: Vidrio-EVA-Células-EVA-Tedlar. Además de los materiales ya mencionados se pueden añadir unas imprimaciones para mejorar la adherencia entre las capas constituyentes o se pueden adquirir los materiales con estos promotores de la adherencia ya incorporados. A continuación se hace una descripción de los materiales antes mencionados.

3.2.9.1. Encapsulado con EVA

El Etilen-Vinil-Acetato es el encapsulante. Es un polímero transparente de índice de refracción 1.5 (igual que el vidrio) con una propiedad muy interesante para los procesos de laminación: se puede fundir a relativamente baja temperatura (100°C) y solidificar de nuevo. Este proceso es reversible hasta que se alcanza una temperatura de 150°C, durante un tiempo variable (el EVA normal de 20 a 30 minutos y el EVA de “curado rápido” de 5 a 10 minutos).

En ese punto se produce lo que se llama “curado” del EVA que se manifiesta en que ya no vuelve a fundir y a comportarse de manera plástica resultando ser un medio de cohesión perfecto para las células.

Para el encapsulado con EVA se colocan las células solares en una cámara de vacío de manera que quedan unidos el vidrio, las células, el EVA y el soporte posterior formando láminas (procedimientos de laminado en vacío). El EVA se funde y cubre totalmente a las células. El EVA se protege de la radiación ultravioleta mediante un vidrio templado y se emplea en la fabricación de prácticamente todos los módulos comerciales y especiales.

3.2.9.2. Lámina Tedlar

El EVA es un buen encapsulante pero con un inconveniente para un producto que tiene que operar en intemperie: absorbe la humedad y provoca con el tiempo la deslaminación del módulo. En la cara frontal del módulo se coloca un vidrio que es perfectamente estanco y en la cara posterior se coloca una lámina de **Tedlar**. En realidad se trata de un material formado por tres capas Tedlar-Poliéster-Tedlar. El responsable de la estanqueidad del módulo por su cara posterior es el poliéster y el Tedlar protege al poliéster de los efectos de degradación que la luz solar tiene sobre éste.

3.2.9.3. Vidrio

El vidrio de los módulos, es un vidrio de bajo contenido en hierro para mejorar su transmisividad. Tiene que ser resistente a impactos (posibles granizos cuando está instalado) por lo que es templado. La superficie exterior tiene que ser lisa para no atrapar polvo y disminuir la potencia suministrada pero por su cara interior puede ser texturizada con pirámides invertidas para mejorar la adherencia entre el EVA y el vidrio al aumentar la superficie de contacto.

3.2.10.- Inclinación y Orientación de los Paneles Fotovoltaicos

La colocación de los paneles es un detalle importante para la captación de la radiación solar y como consecuencia, para la transformación en energía. Frente a la opción de emplear un panel de seguimiento solar, una solución estática puede resultar suficiente para determinadas aplicaciones. Naturalmente, en este caso la energía conectada no es la máxima posible, pero puede resultar aceptable si el panel tiene una determinada orientación, la cual se puede variar con ajustes estacionales para conseguir mejoras.

3.2.10.1. Inclinación

La radiación solar que incide sobre una placa variará en función del ángulo que forma la misma con la radiación. La captación de la energía solar será máxima cuando la posición de la placa solar sea perpendicular a la radiación.

La inclinación de los rayos del Sol respecto a la superficie horizontal es variable a lo largo del año (máxima en verano y mínima en invierno) y por tanto, en aquellas instalaciones cuyos paneles estén fijos, existirá un ángulo de inclinación que optimizará la captación de energía.

Es decir, conviene buscar el ángulo de inclinación de los paneles respecto al plano horizontal que hace máxima la potencia media anual recibida. En la mayoría de los casos este ángulo coincide con la latitud del lugar de la instalación.



Figura 30.- Imagen de la Inclinación de un Panel Solar.

Normalmente se suele tomar un ángulo mayor, aproximadamente 15° , en beneficio de una mayor captación durante el invierno, cuando la luminosidad disminuye, a costa de una peor captación en verano, cuando hay menor cantidad de luz.

Puede ocurrir que la instalación no vaya a usarse todo el año sino sólo en ciertas épocas. Así, si la instalación se va a usar preferentemente en verano conviene que la inclinación del panel sea menor que la latitud del lugar, aproximadamente en 15° .

Evidentemente, las pérdidas de las superficies horizontales con respecto a las que están inclinadas aumentan progresivamente a medida que nos acercamos al Norte (en el hemisferio Norte) o al Sur (en el hemisferio Sur). En los polos, los planos horizontales son inútiles. No obstante, es extremadamente difícil valorar las pérdidas en los climas templados ya que la proporción de luz difusa del Sol es más grande debido a la presencia de polvo, vapor de agua y nubes.

En nuestro país este valor de inclinación oscila entre los 40° y los 60° respecto al suelo, y orientados hacia el sur.

3.2.10.2.Orientación

La orientación preferida de los paneles es hacia el Sur, debido a que la trayectoria del Sol en movimiento Este a Oeste es simétrica respecto de la posición que ocupa al mediodía ya que es precisamente en este momento cuando la captación de energía solar es máxima.

Las desviaciones hacia el Oeste o hacia el Este en un ángulo inferior a 30° hacen disminuir la radiación diaria recibida en un pequeño valor que se cifra en menos del 5%. Por el contrario, para ángulos superiores a este valor, las pérdidas en la irradiación captada son considerables.

En resumen, la orientación óptima de un panel es la que mira directamente hacia el Sur, pero si esto no es posible puede determinarse una variación aproximada de 15° .

La orientación ha de ser siempre hacia el Sur, pues es la única posición donde aprovechamos, de una forma total, la radiación emitida por el Sol a lo largo de todo el día. Tan sólo en circunstancias muy especiales podremos variar ligeramente la orientación hacia el poniente o el levante, como puede ser en el caso de existir un obstáculo natural (montaña, etc.) que durante un cierto período impida aprovechar la radiación directa del Sol. Entonces puede ser interesante orientar el panel solar unos grados hacia la derecha, si la sombra se produce a primeras horas de la mañana, para aprovechar al máximo el Sol a su puesta, o bien, por el contrario, orientar el conjunto fotovoltaico hacia la izquierda si el obstáculo se encuentra al atardecer. Hemos de decir que esto no representa un incremento grande en cuanto a la potencia eléctrica generada, ya que la salida y la puesta del Sol son los momentos de radiación más débil. No obstante, puede notarse algo más en la estación estival, cuando el Sol tiene su mayor recorrido.

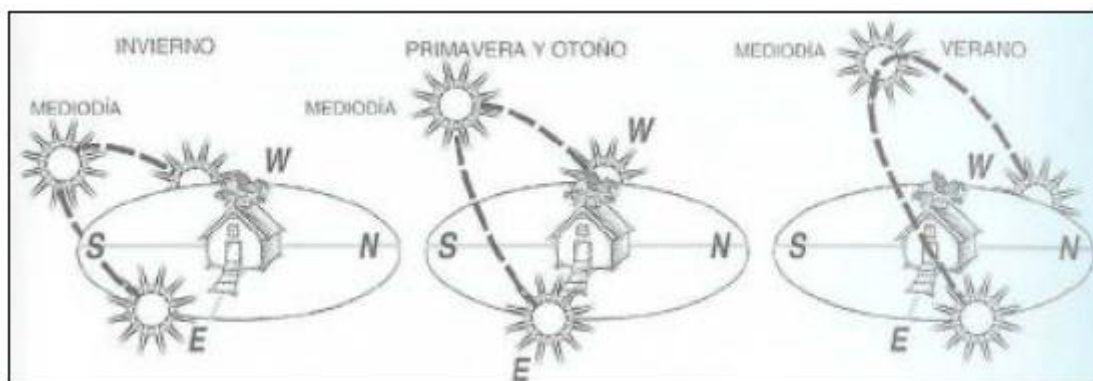


Figura 31.- Esquema de Orientación del Sol según las Estaciones del Año.

En el esquema podemos observar el corto recorrido en invierno, a la vez que comprobamos que la trayectoria de la radiación es entonces más horizontal que en verano. Es ésta la causa por la que la inclinación de los paneles fotovoltaicos suele ser grande, de tal forma que aprovechemos lo más posible la escasa radiación invernal, haciendo incidir sus rayos normalmente. Como consecuencia, se produce una pérdida en verano que podría ser compensada, si así se diseña el soporte, variando la inclinación del conjunto a un ángulo de inferior valor, volviendo a hacer incidir los rayos solares en un ángulo lo más cercano a los 90° sobre la superficie del panel solar.

3.2.11.- Distancia entre Paneles

En las instalaciones de mayor tamaño en las que el generador fotovoltaico está constituido por diversos grupos, se requieren instalaciones más robustas cimentadas adecuadamente. Además en estos casos hay que poner especial cuidado en que una hilera de módulos no sombree a la otra inmediatamente posterior, teniendo en cuenta las primeras y las últimas horas del día en que la sombra proyectada es más alargada, las diferentes trayectorias del Sol a lo largo del año, y otros posibles obstáculos.

Según las condiciones técnicas para instalaciones conectadas a red la distancia d , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculos, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de cuatro horas de Sol entorno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia d será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

donde $\frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$ es un coeficiente adimensional denominado k .

Algunos valores significativos de k se pueden ver en la tabla siguiente (Tabla 3) en función de la latitud:

| Latitud | 29° | 37° | 39° | 41° | 43° | 45° |
|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| k | 1.600 | 2.246 | 2.475 | 2.747 | 3.078 | 3.478 |

Tabla 3.- Tabla con los Valores del Coeficiente k en función de la Latitud.

La siguiente figura (Figura 32) esquematiza lo que correspondería a la altura h y distancia d para distintos tipos de obstáculos o superficies.

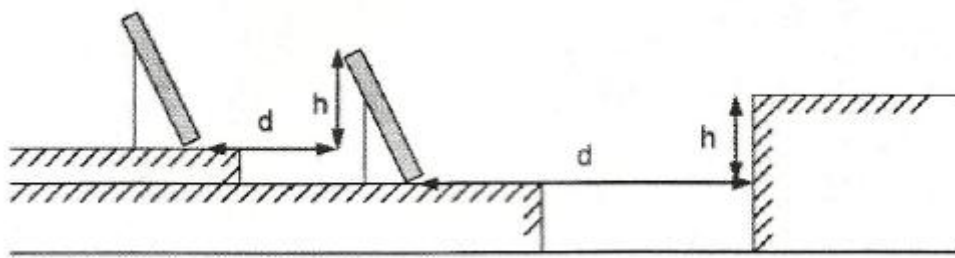


Figura 32.- Separación entre Filas de Módulos (d) o entre Módulos y Obstáculos de Altura h que puedan causar sombras al Sistema.

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando h a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

3.2.12.- Estructuras Soporte y Anclaje

Las estructuras soporte son uno de los elementos auxiliares del generador fotovoltaico más importantes.

Los módulos fotovoltaicos se montan en estructuras soporte, estables, rígidas y durables que han de proporcionar una buena resistencia a los agentes atmosféricos (viento, lluvia y otras condiciones adversas) y disponer de una orientación e inclinación adecuadas para proporcionar el máximo de energía posible a lo largo de todo el año. Los materiales de que están construidas han de ser resistentes a la corrosión, empleándose comúnmente aluminio anodizado y acero galvanizado en caliente.

En cuanto a la orientación, en muchas instalaciones se optimiza el diseño para obtener los valores máximos de salida del campo fotovoltaico durante los peores meses del año, cuando la radiación es más débil y la producción de energía mucho menor. Existen modelos de estructura soporte que cuentan con dos o tres posiciones, permitiendo al usuario variar la orientación del generador según la estación. Ésta no es la práctica más empleada, bien porque la estructura no es fácilmente accesible o porque el usuario prefiere realizar el mínimo número de operaciones posible.

La instalación de módulos fotovoltaicos integrados en edificios se puede realizar mediante estructuras soporte especiales, que facilitan el montaje integrado como parte constructiva del edificio a la vez que permiten una fácil sustitución de módulos en caso de necesidad de mantenimiento.

Los módulos solares de concentración no se pueden colocar con estructura soporte, ya que para estos módulos es necesario un sistema no rígido que permita el movimiento en orientación al Sol, aunque en la mayoría de los parques solares utilizan estas estructuras debido a su bajo coste y escaso mantenimiento.

La colocación de los paneles fotovoltaicos depende del número de módulos, del espacio disponible, y de la posible integración en elementos ya construidos entre otros. En función del lugar donde se encuentren colocados los podemos clasificar de la siguiente manera:

- **Suelo:** Es la forma más clásica de instalación de grupos de paneles y presenta grandes ventajas en cuanto a accesibilidad, facilidad de montaje y área opuesta al viento, es decir la acción del viento es menor, ya que a mayor altura mayor acción del viento.

Sin embargo tiene los inconvenientes de que es más susceptible de poder quedar enterrada por las inclemencias meteorológicas o ser objeto de rotura por animales o personas y además tiene una mayor probabilidad de recibir sombras parciales.



Figura 33.- Imagen de Estructura Soporte en Suelo.

- **Poste:** Es usual en instalaciones de pequeña dimensión, donde se disponga previamente de un mástil. Debe ser una instalación pequeña ya que si es mayor nos obligaría a estudiar otra posible instalación más económica y de mayor facilidad de montaje. Es el tipo de montaje típico en alimentación fotovoltaica de equipos de comunicación aislada o instalaciones de repetidores o farolas y semáforos.



Figura 34.- Imágenes de Estructura Soporte en Poste.

- **Pared:** Este tipo de instalación consiste en acoplar una estructura a una de las paredes del recinto. Presenta la ventaja de que no requiere un espacio adicional, habitualmente sólo necesita buenos puntos de anclaje sobre una edificación construida. Además la acción del viento queda drásticamente disminuida.

Sin embargo, puede presentar los inconvenientes de no tener una orientación adecuada o estar sometida a sombras parciales, de la edificación o de la propia asociación de paneles.



Figura 35.- Imagen de Estructura Soporte en Pared.

- **Tejado:** Este tipo de instalaciones, es una de las más usuales ya que no requiere ni espacio ni estructuras adicionales, pero al igual que en el caso anterior puede resultar más difícil encontrar la orientación adecuada y es frecuente la aparición de sombras parciales. Además como ocurre en el caso de instalación en suelo, la instalación en tejado no es recomendable en zonas de montaña puesto que puede producirse la presencia de nieve y podría dejar inmersos en ella a los paneles.



Figura 36.- Imagen de Estructura Soporte en Tejado.

La estructura de anclaje es tan importante como el propio panel, pues un fallo en el sistema de sujeción conlleva la paralización de la instalación. El principal factor a la hora de fijar la estructura no es el peso de los paneles, al ser estos ligeros, sino la fuerza del viento que, dependiendo de la zona, puede llegar a ser muy considerable. La estructura deberá resistir vientos de, como mínimo, 150Km/h.

En terrazas o suelos se debe fijar el panel a una altura mínima de 30cm, la cual, en zonas de montaña o donde se produzcan abundante precipitaciones de nieve, deberá ser superior a fin de evitar que los paneles queden total o parcialmente cubiertos por las sucesivas capas de nieve depositadas en invierno.

Los módulos fotovoltaicos se pueden fijar o empotrar en la estructura mediante bloques de hormigón o a través de tornillería. Si la base donde descansa es hormigón, es conveniente reforzar sus extremos mediante tirantes de acero, mientras que si se fijan sobre los mismos paneles con tornillería bien de aluminio anodizado, de poco peso y gran resistencia, o bien de acero inoxidable, apropiado para ambientes corrosivos puesto que es de mayor calidad y mayor período de vida aunque presentan un elevado coste.

Además, debe garantizarse un buen aislamiento eléctrico de la instalación soporte, de los anclajes y de los propios paneles. A continuación se adjunta una imagen de una estructura soporte, que se encuentra a falta de la colocación de los paneles solares y de la tornillería para la fijación de los mismos.



Figura 37.- Imagen de la Estructura Soporte y Anclaje de Paneles Solares.

3.2.13.- Sistemas de Seguimiento

Estos sistemas, son sistemas móviles que siguen la trayectoria del Sol en uno o dos ejes y se plantearon para aprovechar al máximo la radiación solar incidente.

Las técnicas empleadas se basan en el desplazamiento de un fotosensor que busca cada cierto tiempo la mejor orientación, donde la corriente producida es mayor, o en sistemas de coordenadas calculadas, donde la posición del campo fotovoltaico a lo largo del día está previamente calculada y almacenada.

El seguimiento solar siempre es necesario en el caso de sistemas de concentración en los que se sustituye área de célula fotovoltaica por sistemas de espejos o lentes. En estos casos, en lo referente al sistema de seguimiento, es necesario ajustar la precisión de seguimiento (grado de exactitud del ángulo de apuntamiento al Sol) en función del nivel de concentración. A mayores niveles de concentración se requiere un menor error de apuntamiento.

Utilizando el seguimiento, la energía total recibida en un día puede ser del orden de un 35% mayor que para el mismo colector estático.

Aunque este rendimiento se ve reducido en los casos de frecuentes nublados y en todas aquellas condiciones climatológicas en las que la relación entre la energía recibida por radiación directa y la recibida por radiación difusa tiende a disminuir. El aumento de energía así conseguido compensa sobradamente en muchos casos prácticos el consumo de energía y el coste de los propios mecanismos de seguimiento.

Se puede optar por diferentes técnicas de seguimiento según el nivel de concentración que se quiere alcanzar. Así existen:

- **Seguimiento Estacional**, que consiste en el cambio manual de la posición del concentrador unas pocas veces al año para corregir su apuntamiento.
- **Seguimiento en un Eje**, en el que el concentrador gira respecto a un eje manteniendo al Sol dentro del campo angular de visión del concentrador durante todo el año. El eje de giro suele situarse en las direcciones norte-sur, este-oeste, vertical o polar (dirección norte-sur con elevación igual a la latitud). Son sistemas que suelen operar en el rango de concentraciones intermedias.
- **Seguimiento Ideal o en dos Ejes**, mediante el cual se mantiene el concentrador apuntado al Sol en todo momento. En la práctica, son los sistemas que alcanzan los niveles más altos de concentración.

Hoy en día se considera que los sistemas de concentración con seguimiento en uno y en dos ejes son potencialmente más competitivos que los de seguimiento estacional.

En caso de este tipo de paneles, la distancia entre filas consecutivas de hileras de paneles fotovoltaicos habrá de incrementarse de acuerdo con la máxima altura que alcancen los paneles a lo largo del día, lo que implica una mayor superficie. Si bien estos sistemas ofrecen un mayor rendimiento energético, tienen la desventaja de su elevado precio, por lo que deberá estudiarse para cada localización concreta la relación beneficio-coste de este tipo de estructuras.

La utilización de seguimiento es posible gracias al abaratamiento cada vez mayor de los elementos mecánicos y electrónicos que entran a formar parte del sistema de seguimiento, así como a la construcción de sistemas relativamente sencillos cuyo mantenimiento es mínimo.

3.2.14.- Efectos de los Agentes Atmosféricos

Los módulos solares, sus conexiones y estructuras soporte, se encuentran completamente a la intemperie, y esto requiere una cuidadosa selección de los materiales, tanto más cuanto más duras sean las condiciones atmosféricas que se presenten.

La primera regla para dimensionar y definir todos y cada uno de los elementos que formarán el conjunto fotovoltaico es obtener la mayor cantidad de datos de la zona en cuestión: vientos (frecuencia e intensidad), temperaturas (máximas como mínimas), pluviometría, presencia de nieve en determinadas épocas del año, tipo de ambiente (si es o no corrosivo), nieblas, etc. Estos factores nos serán también muy útiles para el cálculo de los módulos fotovoltaicos.

Si los vientos son fuertes, la estructura soporte de los módulos debe estar prevista para poder dejar un hueco entre módulo y módulo, con el fin de que el aire pueda circular entre ellos, ejerciendo menos presión que si los paneles fotovoltaicos quedan pegados unos a otros.

Debemos tener muy en cuenta la posibilidad de que, si existen precipitaciones en forma de nieve, éstas pueden llegar a tapar los módulos solares. Para evitarlo elevaremos la base de la estructura lo suficiente como para permitir que la nieve se amontone sin perjudicar a la superficie captadora.

Es aconsejable, en todos los casos, la inserción de tirantes entre las patas de la estructura para obtener una mayor resistencia mecánica del soporte.

Hay que prestar especial atención a los ambientes marinos, esto es debido al alto poder corrosivo que poseen. Si la estructura está en contacto con el agua del mar (boyas de señalización, plataformas, etc.), el problema se agudiza, debiendo utilizarse en este caso el acero inoxidable o acero con doble galvanizado en caliente, para dotarle de un grosor mucho más elevado del que habitualmente se aporta para instalaciones en ambientes más benignos.

La lluvia sobre los componentes metálicos no representa en si misma nada más que la posibilidad de un aumento de la velocidad de oxidación. Ahora bien, como se ha mencionado anteriormente, la instalación consta además de otros componentes como son las uniones eléctricas, cables de conexión, etc. Estos elementos deben ser estancos con el fin de evitar posibles cortocircuitos producidos por el agua de la lluvia. Es aconsejable que los módulos solares dispongan de una caja de conexiones estanca, o bien, si los terminales están desnudos, que queden protegidos después de realizar la conexión, mediante un capuchón de goma. Todos los conductores eléctricos deben estar suficientemente aislados, e incluso se podría recomendar el utilizar en las partes exteriores cables de manguera de doble capa bajo un tubo plástico resistente.

Debemos pensar que las instalaciones solares fotovoltaicas no siempre son definitivas e inamovibles.

Por esta razón se debe prestar suma atención a las partes de amarre (tanto de paneles–estructura como de estructura–base de soporte) ya que en un determinado momento puede ser necesaria la sustitución de un módulo o la ampliación en tamaño del soporte fotovoltaico, por haber crecido la demanda de potencia. Por este motivo se han de usar buenos materiales en tornillería.

Por último, no debemos olvidar nunca el uso de silicona en todas aquellas uniones o puntos débiles frente al agua y la humedad, sellando de esta forma conexiones eléctricas, cajas, juntas, etc.

3.3.- Inversor Fotovoltaico. Convertidores DC/AC

Los inversores de sistemas fotovoltaicos son dispositivos electrónicos de potencia que se encargan de transformar la corriente continua, producida por el generador fotovoltaico, en corriente alterna para ser inyectada a la red eléctrica, o como autoconsumo en instalaciones propias. Además de trabajar con el máximo rendimiento de conversión eléctrica DC/AC han de generar energía con una determinada calidad (baja distorsión armónica, elevado factor de potencia y bajas interferencias electromagnéticas). También han de cumplir la normativa de seguridad para personas, equipos y la propia red eléctrica.

Un convertidor DC/AC consta de un circuito electrónico, realizado con transistores o tiristores, que trocea la corriente continua alternándola y creando una onda de forma cuadrada.

Este tipo de onda puede ser utilizada después de haberla hecho pasar por un transformador que la eleve de tensión, obteniendo entonces los denominados convertidores de onda cuadrada, o bien, si se filtra, obtener una forma de onda senoidal igual a la de la red eléctrica.

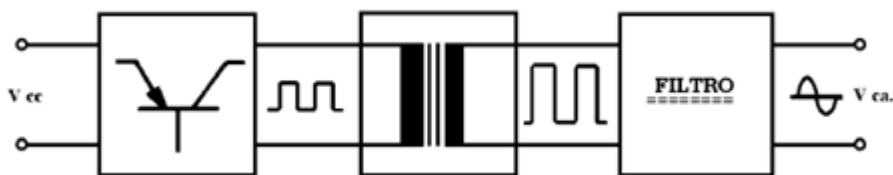


Figura 38.- Esquema del Circuito de un Inversor Fotovoltaico.

Para muchas aplicaciones de energía solar, es suficiente utilizar convertidores de onda cuadrada, pues las cargas no son especialmente sofisticadas (luces incandescentes, pequeños motores, etc.) y presentan habitualmente un rendimiento más elevado, ya que al no existir filtro, las pérdidas son más pequeñas.

Cada día es más frecuente y extendido el uso de inversores, salvando así las caras y tediosas instalaciones en corriente continua.

La gama de convertidores en el mercado es amplia, tanto en onda cuadrada como en onda senoidal, y la decisión de utilizar uno u otro se deberá tomar en función del tipo de carga que se le conecte, aunque lógicamente, el que siempre alimentará correctamente la carga será el de onda senoidal que, en contrapartida, presenta un coste más alto en comparación con el de onda cuadrada.

Dentro de la gama de inversores que se comercializan pueden encontrarse algunos modelos de inversores susceptibles de conectarse en paralelo, lo cual nos añade una ventaja adicional importante a la hora de ampliaciones en las instalaciones ya realizadas al evitarnos prescindir del que ya teníamos, y simplemente añadiéndole otro más pasamos a tener el doble de la potencia instalada en un principio. Por otra parte, en el caso de avería de uno de los equipos, siempre tendríamos un inversor en servicio que se haría cargo de las cargas esenciales.

Dentro de los inversores para instalaciones fotovoltaicas vamos a distinguir, en función de su uso en la instalación, dos tipos que son: Inversores Fotovoltáicos Autónomos e Inversores Fotovoltáicos de Conexión a Red.

3.3.1.- Inversores Fotovoltáicos Autónomos

Los inversores fotovoltaicos autónomos operan normalmente conectados a un sistema de baterías, que actúa como acumulador del generador fotovoltaico, (los inversores para bombeo fotovoltaico operan conectados al generador fotovoltaico) para dar suministro, después de ser transformada por el inversor, a las cargas alternas de la instalación.

Normalmente los inversores fotovoltaicos autónomos incorporan también un regulador de carga, de modo que desconectan el consumo a determinados niveles de estado de carga del sistema de baterías (normalmente la detección del estado de carga se realiza mediante la medida de la tensión de batería). No obstante en el sistema fotovoltaico es necesario incluir un regulador de carga adicional para evitar la sobrecarga de las baterías.

También suelen incorporar un sistema de monitorización interno y un visualizador en el que se indican los diferentes parámetros de operación del sistema (contador de amperios-hora, tensión de batería, estado de carga, consumos, etc...).

Un aspecto más difícil de conocer a priori y que es fundamental en el coste y operación de un sistema fotovoltaico es el sistema de fiabilidad del equipo. Es necesario que el equipo opere el mayor tiempo posible sin sobrecalentamiento, averías, etc..., y disponer de materiales de repuesto y una vía de mantenimiento y reparación asegurada en caso necesario.

Relacionado con la fiabilidad es necesario también comprobar el tipo de caja y su grado de protección intemperie, ya que la penetración de suciedad, insectos, humedades, corrosión, etc..., disminuyen considerablemente su tiempo de vida.

3.3.2.- Inversores Fotovoltaicos de Conexión a Red

Los inversores para conexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica son dispositivos electrónicos de potencia que se conectan directamente a un generador fotovoltaico (en su parte DC) y a la red eléctrica (en su parte AC), utilizados básicamente para transformar la energía DC producida por el generador fotovoltaico e inyectarla a la red eléctrica.

Para optimizar el grado de aprovechamiento del generador fotovoltaico deben seguir el punto de máxima potencia. Además deben trabajar con el máximo rendimiento, generando energía con una determinada calidad y también cumplir determinadas normas de seguridad.

El inversor fotovoltaico es el elemento más importante dentro de una instalación fotovoltaica conectada a red como es la nuestra, y sobre todo en el funcionamiento de la misma, es decir, en la producción de energía alterna a partir de los módulos solares. Es por este motivo y después de esta pequeña introducción por lo que se ha decidido dedicar un capítulo específico (Capítulo 4), dentro de este proyecto donde se explicarán las funciones, comportamientos y parámetros característicos de estos inversores.

Capítulo 4.-

EL INVERSOR DE CONEXIÓN A RED

4.- EL INVERSOR DE CONEXIÓN A RED

4.1.- Introducción

El inversor fotovoltaico es posiblemente uno de los elementos más importantes en el proceso de generación y transformación de la energía solar. Un inversor es un dispositivo electrónico de potencia cuya función fundamental es transformar la corriente continua que produce el generador fotovoltaico en corriente alterna, además de ajustarla en frecuencia y tensión para que sea posible su inyección en la red o su consumo. En la actualidad, esta transformación DC/AC se consigue gracias a la ayuda de la electrónica, que la realiza con muy pocas pérdidas.



Figura 39.- Imagen de un Inversor Fotovoltaico.

En sistemas fotovoltaicos autónomos, para poder utilizar cargas en corriente alterna, se necesita un dispositivo, el inversor, que convierta la corriente continua en corriente alterna.

En sistemas fotovoltaicos conectados a la red el inversor se encarga de transformar la corriente continua del generador fotovoltaico en corriente alterna e inyectarla a la red eléctrica.

Habitualmente en sistemas fotovoltaicos autónomos el inversor está conectado a una batería, mientras que en un sistema fotovoltaico de conexión a red el inversor está conectado directamente al generador fotovoltaico.

Otra de las funciones que debe cumplir cualquier inversor es la de regular el valor de la tensión de salida. Esto se consigue básicamente de tres formas: regulando la tensión antes del inversor (convertidor DC/DC), regulando la tensión en el propio inversor mediante un sistema de control (variando el ángulo de fase, mediante modulación de ancho de pulso (PWM)), o regulando la salida del inversor (mediante un autotransformador).

La tecnología de producción de electricidad a partir de la radiación solar ha avanzado mucho en los últimos años, (principalmente en eficiencia y en disminución de costes), pero éste éxito en su desarrollo no hubiera sido igual si no se hubiera obtenido un avance en paralelo de la tecnología electrónica de potencia, la cual ha ofrecido en los últimos años multitud de posibilidades tecnológicas para la conversión de la energía eléctrica de procedencia solar en energía utilizable (bien sea de forma aislada de la red o conectada a la red eléctrica convencional), a pequeña escala en viviendas o a gran escala en centrales de varios megavatios de potencia.

4.2.- Configuraciones de los Inversores

El funcionamiento general de un inversor está basado en puentes de interruptores de semiconductores de potencia con un ciclo controlado de apertura y cierre, generando ondas de pulsos variables.

Los dispositivos semiconductores se considerarán como interruptores ideales que se abren y se cierran instantáneamente en los momentos requeridos para el correcto funcionamiento del circuito. El estudio de los inversores con semiconductores puede hacerse desde varios puntos de vista: Configuraciones del circuito de potencia, Funcionamiento como fuente de tensión e intensidad y Método de síntesis de la onda de salida.

Los semiconductores de potencia comúnmente utilizados en los inversores fotovoltaicos son: los tiristores (SCR y GTO) y los transistores de potencia (MOSFETs, Bipolares e IGBT).

En general, el modo de operación de estos dispositivos semiconductores de potencia consiste en que cuando se les aplica un pulso o tensión a la puerta permiten el flujo de corriente del ánodo al cátodo. Se diferencian unos de otros en el voltaje y corriente de trabajo máximo admisible y en el tiempo de interrupción.

Los inversores utilizan para efectuar la conmutación, estos dispositivos de potencia que operan sólo en dos regiones de su curva característica, corte y saturación. Estos dos modos de operación son los más eficientes porque cuando se produce el corte (OFF), no pasa nada de corriente por el dispositivo ($P = V \times I = 0$, si $I = 0$), mientras que en saturación (ON) lo que no hay es tensión ($P = V \times I = 0$, si $V = 0$). En realidad, en el modo de saturación, existe siempre una pequeña caída de tensión en el semiconductor que se denomina caída de tensión en conducción. Debido a esta caída aparecen las pérdidas en conducción que variarán según sea el tipo de dispositivo semiconductor utilizado.

Los dispositivos semiconductores al abrirse y cerrarse, provocan que la señal alterna de salida que se obtiene sea cuadrada. Una señal cuadrada puede convertirse en sinusoidal mediante filtros de potencia. El proceso de filtrado de los armónicos más cercanos al fundamental requiere voluminosos condensadores y bobinas que reducirán el rendimiento del sistema, así como dispositivos de conexión/desconexión de los mismos. Por eso, un objetivo a tener en cuenta al diseñar inversores es obtener señales de salida, en las cuales los armónicos que aparezcan sean de pequeño valor y estén lo más lejos posible del fundamental. Esto se conseguirá aumentando la frecuencia de conmutación de los semiconductores y filtrando adecuadamente la señal obtenida.

A mayor frecuencia de conmutación se obtiene una onda de salida mucho más cercana a la senoidal ideal con menor contenido en armónicos y factores de potencia mayores, eliminando de este modo la necesidad de filtrados a la salida del inversor.

Los GTO pueden llegar a frecuencias de 10^3Hz y potencias de 10^9W . Los IGBT 10^5Hz y 10^6W y los MOSFET 10^8Hz y 10^5W . A continuación se adjunta una tabla que recoge las principales características de los semiconductores que utilizan los inversores.

| | <i>TIRISTOR (SCR)</i> | <i>GTO</i> | <i>TRANSISTOR BIPOLAR</i> | <i>MOSFET DE POTENCIA</i> | <i>IGBT</i> |
|----------------------------------|----------------------------------|-------------------|--------------------------------------|--|--------------------|
| Voltaje (V) | 3000 | 3000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| Corriente (A) | 10000 | 1000 | 200 | 100 | 300 |
| Tiempo de Conmutación | 20ns | 20ns | 1ns | 100ns | 200-600ns |
| Potencia | >1MW | 200kW-1MW | 200kW-1MW | 20kW | 300kW |

Tabla 4.- Tabla de las Características Principales de los Dispositivos Semiconductores utilizados en los Inversores.

4.3.- Inversores para Conexión de Sistemas Fotovoltaicos a la Red Eléctrica

Las instalaciones de conexión a red tienen la particularidad de que la salida del inversor está conectada directamente a la red de distribución de la Compañía, sin pasar por los equipos de consumo de la vivienda, estando prohibido por la legislación vigente la instalación de baterías.

Con el fin de suministrar el máximo de potencia inyectada a la red de distribución de la Compañía, el inversor debe hacer que el generador fotovoltaico trabaje en el punto de máxima potencia.

El punto de máxima potencia está variando constantemente a lo largo del día y de los días dependiendo de las condiciones climatológicas.

Los inversores fotovoltaicos de conexión a red operan directamente conectados al generador fotovoltaico por lo que habitualmente disponen de un seguidor del punto de máxima potencia o MPPT con el objeto de optimizar el grado de aprovechamiento de la energía potencial producida por el generador. Este dispositivo consiste básicamente en un convertidor DC-DC que se conecta delante del propio inversor y ajusta la tensión de entrada del mismo a la tensión del punto de máxima potencia del generador.

Los inversores que se utilizan en la actualidad realizan las siguientes funciones:

- Transformación de la corriente y tensión continua producida en el generador fotovoltaico en una corriente y tensión alterna conforme a las condiciones de la red.
- Ajuste del punto de trabajo del inversor al punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.
- Recogida de datos y señalización (como por ejemplo indicaciones, almacenaje de datos, retransmisión de datos).
- Elementos de seguridad de la parte de corriente continua y alterna (por ejemplo, protección de la polaridad, protección contra una sobretensión, protección contra una sobrecarga, elementos de mantenimiento y otras protecciones).

4.4.- Tipos de Inversores de Conexión a Red

Los inversores empleados en las aplicaciones fotovoltaicas de conexión a red se pueden agrupar o dividir en dos grandes categorías: los conmutados por la red y los autoconmutados.

4.4.1.- Inversores Conmutados por la Red

Los inversores conmutados por red y basados en tiristores, necesitan la presencia de la señal de tensión de red que se utiliza para el disparo de los semiconductores. Debido a ello, suelen operar con la onda de corriente retrasada respecto a la onda de tensión de red con lo que se necesitan unidades de compensación de potencia reactiva.

Los inversores conmutados por la red, sólo pueden funcionar como fuente de corriente. Por este motivo, estos inversores se usan únicamente en aplicaciones conectadas a la red.

Estos inversores se utilizan convencionalmente en la automatización (técnicas de impulsión, movimiento de motores...) aunque en la actualidad, están dejando de ser utilizados, siendo sustituidos por inversores basados en dispositivos autoconmutables, habitualmente IGBTs, con un control PWM controlado en corriente.

4.4.2.- Inversores Autoconmutados

En los inversores autoconmutados se utiliza como principio básico un puente de materiales semiconductores que se pueden conectar y desconectar. En función de la potencia del inversor y del nivel de funcionamiento, se emplean los siguientes materiales semiconductores: MOSFET (Transistores de Efecto de Potencia), Transistores Bipolares (BJT), GTO (Tiristores desconectables) e IGBT (Transistores Bipolares de Puerta Aislada). Con estos disyuntores se permite la reproducción de la onda sinusoidal mediante el principio de modulación de ancho de pulso (PWM).

Los inversores autoconmutados tienen la característica de poder operar de modo autónomo.

La regulación de tensión suele realizarse por modulación del ancho de pulso (PWM). Normalmente conmutan a alta frecuencia con lo que la señal de salida suele ser sinusoidal con contenido de armónicos de muy alta frecuencia, fácilmente filtrables. Los posibles armónicos que aparecen son los debidos a la frecuencia de conmutación (típicamente de 1KHz a 20KHz).

Normalmente los inversores operan a una frecuencia fija de salida de 50Hz, pero existe un caso especial de los inversores autoconmutados que pueden variar su frecuencia de salida en función de la potencia de entrada y de la carga de salida. Estos inversores se suelen utilizar en los sistemas de bombeo fotovoltaico.

Los inversores autoconmutados pueden funcionar como fuente de tensión o como fuente de corriente. Así, estos inversores se pueden usar tanto en aplicaciones autónomas como en aplicaciones conectadas a la red.

Este tipo de inversores en su conexión a red no demanda potencia reactiva, ya que pueden generar la señal de corriente en fase con la tensión de red, (aunque también puede usarse para compensar potencia reactiva modificando el factor de potencia).

4.5.- Requerimientos de los Inversores Conectados a Red

Para la Compañía Eléctrica la seguridad y la calidad de potencia son los puntos más importantes en una instalación. El flujo de energía eléctrica normalmente siempre va en el sentido de las cargas, cuando un consumidor deja de consumir, no suele ser normal que comience a inyectar energía a la red.

A continuación se detallan los requerimientos normalmente exigidos en la forma de operar de los inversores:

- El sistema fotovoltaico parte como un componente de la red eléctrica.
- El inversor debe cumplir las especificaciones de la red eléctrica.
- La seguridad de los operadores debe tenerse siempre en cuenta (pueden existir partes activas desconocidas).
- Los sistemas fotovoltaicos no deberán entregar energía a una línea sin protecciones.
- La desconexión del inversor debe ser automática en cuanto aparezca un fallo.
- Deberá existir un punto de fácil desconexión (interruptor frontera) que sea accesible a los empleados de la Compañía Eléctrica.
- Los inversores deberán operar con factor de potencia unidad.
- Se deberá efectuar aislamiento eléctrico entre el campo fotovoltaico y la red.

En la mayoría de los casos el inversor deberá estar desconectado en segundos a partir de la detección de alguna falta. Estos no están preparados para operar sin tensión de red (modo isla), por ello las Compañías sólo permiten conectar un sistema fotovoltaico a la red si se instala un relé de tensión trifásico. El inversor deberá desconectarse de la red a través del relé si la tensión crece o disminuye por encima de unos límites predefinidos. El rango recomendado es de 80-110% de la tensión nominal.

Las tres fases deberán ser monitorizadas de cara a detectar pérdidas de la tensión de red. Así, si un inversor monofásico puede mantener la tensión estable en una fase (modo isla), el relé de tensión trifásico deberá detectar el fallo en las otras dos fases y desconectar el inversor.

También si la señal de salida del inversor excede de las condiciones predefinidas para la operación (sobre/subtensión, sobre/subfrecuencia) el inversor debe desconectarse automáticamente de la red. Se posibilitará la nueva conexión después de un cierto tiempo (tres minutos normalmente), tiempo que el sistema de control y protección de red espera para intentar una nueva conexión

4.5.1.- Compatibilidad con la Red

En la conexión en alterna de un inversor conmutado por la red, no hace falta un control directo. El control de la demanda de energía reactiva y su inyección armónica en la red es posible gracias a la independencia de la entrada del inversor y de su control.

En el caso de un inversor autoconmutado, la tensión de alterna del inversor puede ser controlada independientemente de las condiciones de la entrada en continua si la demanda de reactiva (o entrega) está controlada, y el control del flujo de potencia activa es perfecto mediante el ajuste de las fases de voltaje respecto de la red. Así, el parámetro más importante del lado de continua, la potencia del campo fotovoltaico, se puede controlar en la conexión alterna del convertidor de potencia autoconmutado.

4.5.2.- Calidad de la Señal

Las dos principales cuestiones técnicas a tener en cuenta en un inversor desde el punto de vista de calidad de la señal son el factor de potencia y la distorsión armónica. Normalmente, los inversores conmutados por red operan con factores de potencia significativamente menores de la unidad, cosa que en las conexiones a red se debe evitar. La cuestión es que con factores de potencia bajos el inversor demandará a la red energía reactiva (VAR), afectando a la tensión del sistema, lo cual puede degradar la calidad del servicio eléctrico de los demás consumidores conectados a ella.

Además, esto es poco deseable para la Compañía Eléctrica ya que no puede ser razonable que se espere que ésta cargue con los costes de suministrar potencia reactiva mientras no se le compra potencia activa, o quizá incluso tener que comprar potencia activa si es un autogenerador.

La demanda de energía reactiva (ya sea debido a cargas o inversores) puede ser aceptada si la Compañía Eléctrica cobra dinero al propietario de la instalación autogeneradora por el consumo de la potencia reactiva. Las leyes que regulan los contratos entre la Compañía Eléctrica y el consumidor no permiten hacer esto. Por ello un factor de potencia unidad en el punto de conexión y en la salida del convertidor es lo que las Compañías Eléctricas desean.

El contenido armónico de la señal de salida de un inversor para uso fotovoltaico es difícil de fijar debido a que no hay mucha información disponible. Los efectos de la distorsión armónica en la propia red eléctrica y en las cargas conectadas a ella no están suficientemente estudiados, y por último, existen múltiples dificultades para medir la distorsión obtenida.

Dentro de todas las especificaciones, las de la corriente se deben tener más en cuenta que las de voltaje, ya que los armónicos de corriente son los que más problemas causan y porque es más fácil para el fabricante de equipos demostrar el total cumplimiento de la especificación de inyección de corriente. Esta especificación normalmente se da en términos de distorsión armónica total (THD).

La magnitud que representa a cualquiera de los dos armónicos por separado se denomina distorsión armónica simple (SHD) y es igualmente interesante para las Compañías Eléctricas. En Europa los valores normalmente utilizados para ambas distorsiones son el 5% y el 3%.

4.5.3.- Seguridad

4.5.3.1. Aislamiento Eléctrico

Otra necesidad de considerable importancia en la conexión con la red eléctrica es la obtención de un adecuado aislamiento. Éste se puede obtener mediante un transformador situado entre la red y el inversor. El aislamiento galvánico es obligado por motivos de seguridad. En primer lugar, varios reglamentos de países de la Unión Europea indican que no se pueden conectar inversores a la red a menos que se prevea alguna forma de aislamiento.

En segundo lugar, un fallo en el inversor con niveles de continua puede saturar el transformador de distribución y causar mal funcionamiento del servicio a otros abonados, así que tanto en el mismo transformador como en la misma línea los dispositivos de protección deben dispar los fallos inmediatamente. Todas estas áreas conciernen sobre todo a la Compañía Eléctrica.

La detección y señalización de fallos en la conexión del campo fotovoltaico al inversor es difícil ya que normalmente se producen pequeñas corrientes de cortocircuito y los dispositivos de interrupción, como contactores, ante fallos en continua interrumpen el suministro. Además este tipo de dispositivos son caros y tienen una vida útil corta. Así, como el campo fotovoltaico no daña al inversor, es éste mismo el que se ocupa a menudo de detectar y señalar la mayoría de los fallos en el lado de continua. Esto último no quiere decir que no se puedan producir fallos irremediables en el inversor tales como un cortocircuito entre los terminales del campo fotovoltaico, a través de los dispositivos de conmutación por ejemplo. Existen plantas piloto en las cuales se ha convertido esta posible situación en una operación de desconexión normal.

4.5.3.2. Protecciones

Los inversores de potencia actuales suelen incluir el control de todo sistema. Esto incluye detectar que el campo fotovoltaico tiene suficiente potencia como para poder conectarse a la red, cerrando en ese momento un contactor y comenzando a operar tan pronto como haya luz.

Por la noche el inversor deberá estar totalmente desconectado. La lógica de control del inversor incluirá un sistema de protección que detecte situaciones de funcionamiento anormales como son:

- Falta a Tierra en continua.
- Condiciones anormales en red (Tensión de línea, Frecuencia).
- Pérdidas en una fase.
- Parada del inversor cuando la etapa de potencia se sobrecalienta.

El inversor igualmente deberá ser protegido contra transitorios de tensión mediante varistores en el lado de continua y alterna.

Debido al hecho de que cada vez son más los inversores que operan con altas frecuencias de conmutación (20kHz o más utilizando PWM), se obtienen distorsiones armónicas bajas y factores de potencia cercanos a la unidad. Esto es importante sobre todo en inversores operando en baja tensión (Fotovoltaica en Vivienda).

Los armónicos debidos a la frecuencia de conmutación del inversor pueden interferir con frecuencias utilizadas en equipos de telecomunicaciones (radio, televisión y teléfonos). Para evitar estas interferencias, los inversores suelen suprimir los armónicos mediante filtros y protecciones apropiadas.

4.6.- Seguimiento del Punto de Máxima Potencia

La potencia DC que el inversor puede obtener de un generador fotovoltaico depende del punto de trabajo de la curva I-V. La potencia máxima depende de las condiciones ambientales, irradiancia y temperatura. El inversor debería operar idealmente en todo momento en el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. Debido a que es necesario un algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia, se puede definir un rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia, η_{SPMP} , como el cociente entre la energía DC obtenida realmente y la energía DC que se obtendría en un seguimiento ideal.

$$\eta_{SPMP} = \frac{\int_0^t P_{real} dt}{\int_0^t P_m dt}$$

donde P_{real} es la potencia en un instante determinado y P_m es la potencia máxima del generador fotovoltaico para unas determinadas condiciones de irradiancia y temperatura de operación.

Hay un único punto en la curva I-V, el punto de máxima potencia, PMP, en el que el generador produce la máxima potencia. Para que el inversor opere en el PMP es necesario un algoritmo en el que se controla la tensión de operación del generador FV. Existen diferentes algoritmos: perturbación y medida, conductancia incremental, capacidad, voltaje constante, voltaje corregido con la temperatura, lógica difusa, etc.... No obstante uno de los más utilizados en inversores de conexión a red es el de perturbación y medida. En este método se modifica la tensión de operación, ΔV , y se mide el incremento de potencia, ΔP . En caso de un incremento positivo se continúa con el sentido de incremento de tensión y viceversa.

El método de la conductancia incremental consiste en la medida del valor de $\Delta P / \Delta V$. Si esta derivada es positiva, entonces es necesario incrementar el valor de la tensión. Si la derivada es negativa, se disminuye el valor de la tensión (Figura 40).

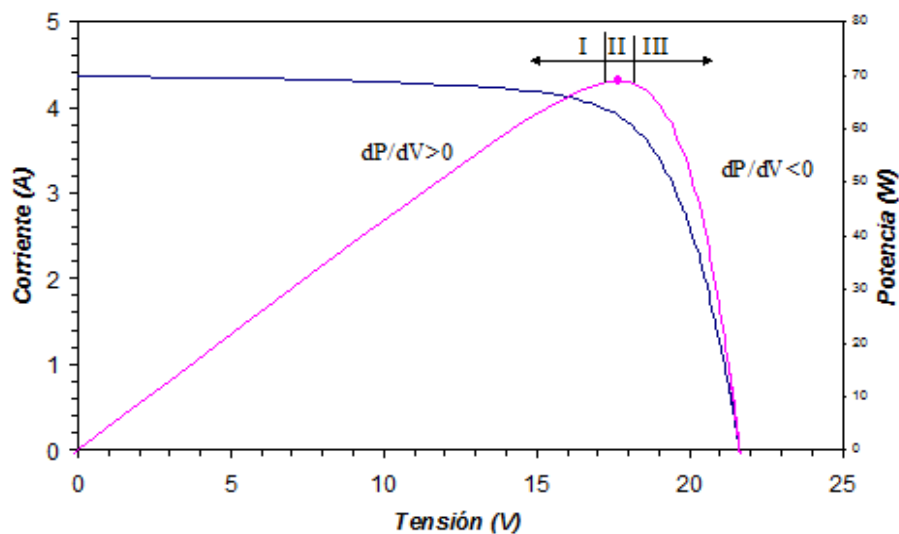


Figura 40.- Principio del Seguimiento del Punto de Máxima Potencia de un Módulo o Generador Fotovoltaico.

Estos algoritmos de muy fácil implementación, tienen no obstante algunas dificultades que pueden hacer que el rendimiento de seguimiento disminuya en determinadas condiciones. A muy bajos niveles de irradiancia la curva de potencia se hace muy plana y hace más difícil discernir la localización del PMP. En el caso de variaciones bruscas de la irradiancia, como sucede en días con nubes y claros, puede ocurrir un comportamiento errático en el SPMP. Cuando aumenta la irradiancia puede ocurrir que dado que la potencia aumenta se continúe cambiando la referencia de tensión hacia valores opuestos a la tensión del PMP (Figura 41).

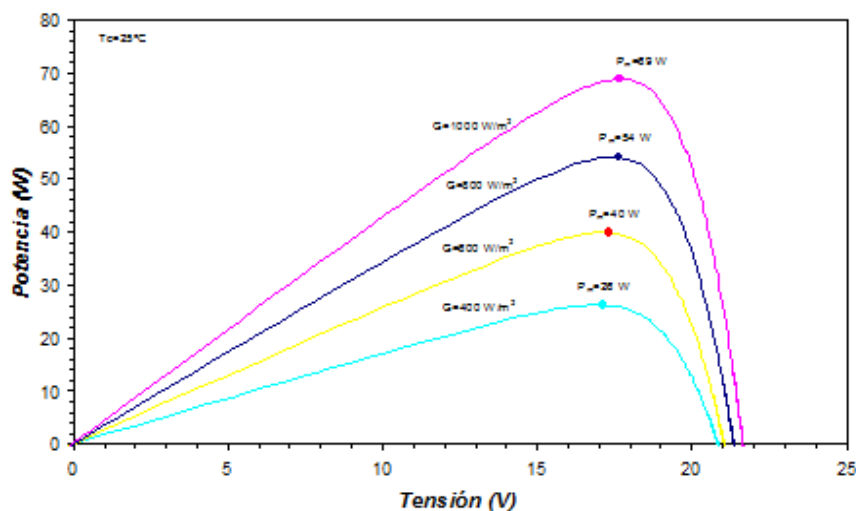


Figura 41.- Variación de las Curvas de Potencia de un Módulo Fotovoltaico con la Irradiancia G .

Estos problemas se pueden corregir mediante la inclusión de diferentes tiempos de perturbación del valor de la tensión en función de la evolución de la variación de potencia en el tiempo, o realizando variaciones alternadas de las perturbaciones de tensión.

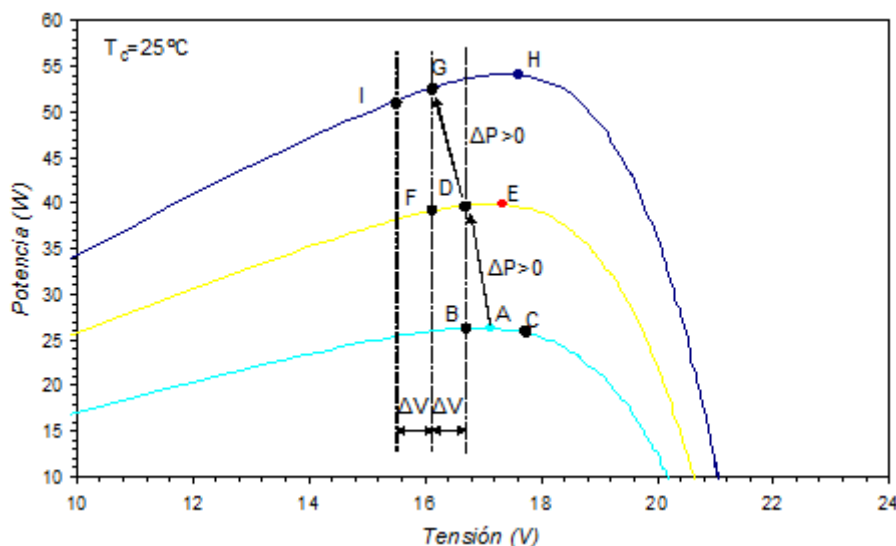


Figura 42.- Ejemplo de posible Comportamiento Errático en el Seguimiento del Punto de Máxima Potencia de un Módulo Fotovoltaico.

Las diferencias en el rendimiento DC/AC entre inversores de distintos fabricantes son poco significativas, no ocurre así para el rendimiento del SPMP.

Para la mayoría de los inversores el rendimiento de SPMP podría mejorarse cuando el inversor trabaja a bajos niveles de potencia, durante las horas del amanecer y el atardecer, en las que el algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia presenta dificultades en la determinación del valor óptimo de la tensión DC de operación, Figura 42. En algunos casos este comportamiento puede mejorarse mediante una limitación de la amplia ventana de tensión de SPMP, programada por defecto en el software interno del inversor, acotando los valores de tensión DC de operación a unos valores que se adecuen mejor al posible rango de variación en función del generador utilizado. Esto únicamente se puede realizar en algunos modelos de inversores a través de un software de control y monitorización suministrado con el inversor.

Los inversores con comportamientos anómalos del SPMP pueden reducir su rendimiento a valores tan bajos como el 50% - 60%, o incluso inferiores si hay paradas del inversor.

4.7.- Configuraciones del Sistema

En cuanto a las configuraciones del sistema, una posible clasificación de los inversores de conexión a red es:

- **Inversores Centrales**, son utilizados habitualmente en grandes instalaciones fotovoltaicas (20 a 400KW) en las que el generador se conecta en ramas en paralelo y la conversión DC/AC está centralizada en un solo inversor.
- **Inversores Modulares**, habitualmente denominados “string inverters”, están basados en un concepto modular en el que varias ramas de un generador se conectan a inversores en el rango de potencias de 1 a 3KW. Con este concepto se han construido centrales fotovoltaicas de potencias superiores a 1MW_p.
- **Inversores Integrados en módulos fotovoltaicos o módulos AC**, es una combinación integrada de un módulo fotovoltaico y un inversor. El inversor está integrado en la caja de conexiones o se puede adherir a la parte posterior del módulo fotovoltaico.

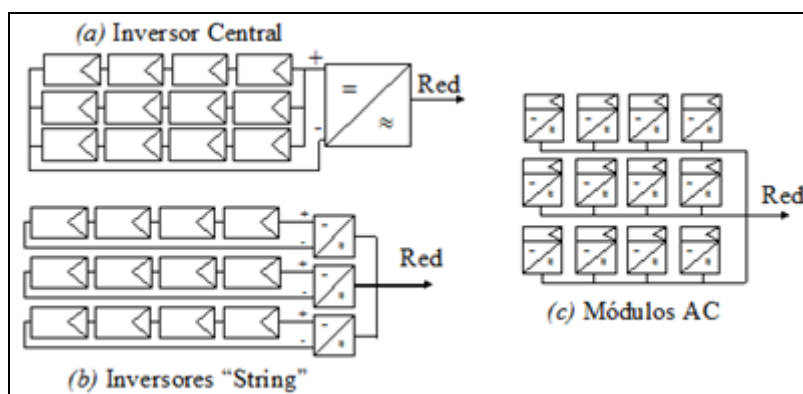


Figura 43.- Sistemas Fotovoltaicos de Conexión a Red con diferentes Configuraciones del Inversor.

El concepto de inversor modular o “string” parece imponerse en el mercado de conexión a red para integración en edificios sobre los inversores centrales; aunque ambos conceptos de topología de inversor se pueden utilizar para centrales fotovoltaicas conectadas a red. También se utilizan los denominados “módulos AC” en los que el propio módulo lleva integrado un inversor cuya potencia nominal suele ser inferior a 500W.

Actualmente se está comenzando a utilizar inversores multi-string que disponen de varios seguidores del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico independientes, con las ventajas que supone para sistemas fotovoltaicos integrados en edificios con diferentes inclinaciones y orientaciones e incluso con diferentes tecnologías de módulos fotovoltaicos. La reducción del cableado DC asociado a los inversores string y a los módulos AC junto con su modularidad son factores que se enfrentan a la sencillez y mayor rendimiento de los grandes inversores centrales.

El número de productos disponibles es mayor para los inversores string con potencias nominales inferiores a 5kW que para los inversores centrales, cuyas potencias nominales son habitualmente superiores a 100kW.

Mientras que los string inverters suelen ser habitualmente inversores monofásicos, en instalaciones de potencias elevadas pueden conectarse distribuidamente en grupos que inyectan su energía de modo equilibrado emulando la operación de inversores trifásicos, básicamente con el objetivo de no desequilibrar la línea de distribución eléctrica.

En los módulos AC, el inversor de conexión a red está incorporado en la caja de conexiones del módulo fotovoltaico. Habitualmente no disponen de aislamiento galvánico DC/AC aunque se puede añadir un único transformador en el punto de conexión a red.

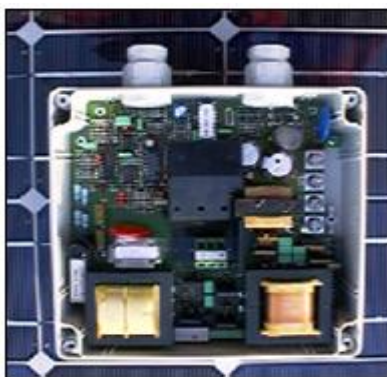


Figura 44.- Imagen de un Módulo AC.

4.8.- Rendimiento

El rendimiento de conversión DC/AC es el parámetro más representativo de los inversores. Además de por su diseño y características constructivas, el rendimiento DC/AC de los inversores fotovoltaicos de conexión a red viene determinado por la utilización o no de transformadores y por el tipo de transformador de aislamiento galvánico DC/AC. Acostumbra a ser un requerimiento, el que los inversores de conexión a red dispongan de aislamiento galvánico entre la red y la instalación fotovoltaica.

Este aislamiento galvánico puede realizarse mediante transformadores de baja frecuencia (LF) o mediante transformadores de alta frecuencia (HF). El aislamiento galvánico DC-AC tiene una influencia significativa no sólo en el rendimiento de los inversores, sino también en su peso (más pesados los inversores con LF que los HF) y en su facilidad de instalación.

Los inversores con transformador en baja frecuencia pueden alcanzar un rendimiento típico máximo del 92%, mientras que los que utilizan aislamiento en alta frecuencia pueden llegar al 94%. La omisión de transformador de aislamiento galvánico puede incrementar el rendimiento en un 2%, siendo un caso que generalmente no es aceptado por las normativas locales.

La utilización de un mayor número de componentes electrónicos en el diseño interno de los inversores con aislamiento en HF puede tener efectos negativos sobre la fiabilidad de los mismos, necesitando además en algunos casos elementos adicionales de verificación de ausencia de inyección de componente continua en la red eléctrica, que siempre es evitada mediante la utilización de un transformador de aislamiento de baja frecuencia.

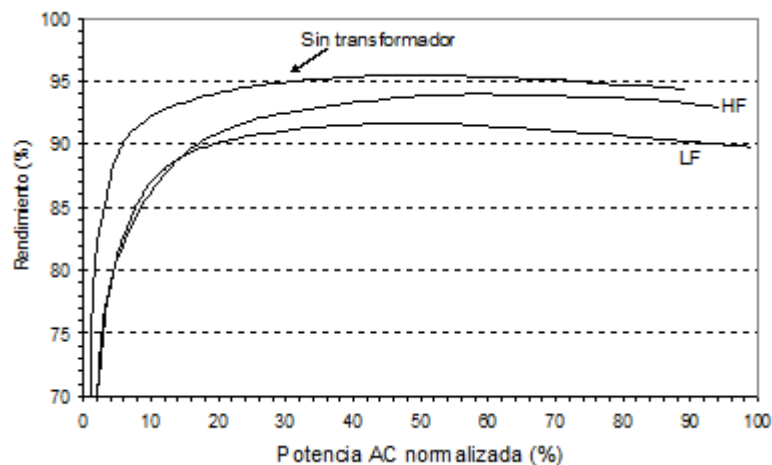


Figura 45.- Curvas Rendimiento-Potencia AC (Normalizada a la Potencia Nominal) típicas de Inversores con Transformador de Alta Frecuencia (HF), de Baja Frecuencia (LF) y sin Transformador para Inversores de Potencia Nominal < 1.5KW.

Es habitual definir un rendimiento normalizado denominado rendimiento europeo, η_{EU} , en función del rendimiento a determinados valores de la potencia AC nominal como:

$$\eta_{EU} = 0.03\eta_{5\%} + 0.06\eta_{10\%} + 0.13\eta_{20\%} + 0.1\eta_{30\%} + 0.48\eta_{50\%} + 0.2\eta_{100\%}$$

donde, por ejemplo, $\eta_{10\%}$ equivale al rendimiento del inversor al 10% de la potencia nominal.

Los últimos inversores disponibles en mercado poseen ventanas de tensión DC de operación en seguimiento del punto de máxima potencia que cubren un amplio rango. Así por ejemplo un inversor puede seleccionar automáticamente la tensión de operación en rangos desde los $100V_{DC}$ a los $350V_{DC}$.

4.9.- Seguridad

Al contrario de lo que sucede habitualmente en los sistemas eléctricos convencionales, en el caso de un sistema fotovoltaico la generación no está centralizada, sino que es distribuida, y por ejemplo la apertura del circuito DC a la entrada del inversor no evita en sí mismo la posible presencia de tensiones que puedan resultar peligrosas para el cuerpo humano. El generador fotovoltaico está compuesto por una serie de módulos fotovoltaicos conectados en serie y/o paralelo que en circuito abierto y bajo luz solar generan tensión DC, esto es, no es posible “apagar” el generador fotovoltaico simplemente abriendo sus terminales positivo y negativo a la entrada del inversor.

Es necesario también tener en cuenta que hay que establecer sistemas de protección contra contactos indirectos en aquellas instalaciones con tensiones superiores a muy bajas tensiones de seguridad o muy bajas tensiones de protección. Mientras unos están basados en impedir la aparición de defectos o hacer que el contacto resulte inocuo, usando tensiones de seguridad, aislamiento clase II, barreras, obstáculos, otros están basados en protección por corte automático de la alimentación. En general, se debe adoptar un sistema de protección combinado.

Los efectos del paso de la corriente eléctrica por el cuerpo humano dependen de la intensidad de la corriente, de su frecuencia, del tiempo de exposición, de la resistencia del cuerpo humano y de la tensión de contacto.

En general, en cualquier instalación eléctrica de baja tensión siempre habrán de tomarse medidas para protección contra contactos indirectos si se superan las tensiones mínimas de seguridad establecidas y de obligado cumplimiento.

La protección de la parte DC de la instalación fotovoltaica es uno de los temas que en el momento actual es una fuente de controversia, en parte debido a la ausencia de una normativa explícita y también porque es un tema que dista de ser trivial. El cumplimiento de la normativa es siempre posible mediante la utilización de muy bajas tensiones de seguridad o protección.

El reglamento fija unos valores de muy baja tensión de seguridad, muy baja tensión de protección y muy baja tensión funcional, estableciendo unos límites genéricos de 50V en AC y 75V en DC. No obstante esto limitaría la utilización de sistemas equivalentes a un máximo de dos módulos fotovoltaicos convencionales conectados en serie.

Por otro lado es un hecho, que se están instalando sistemas fotovoltaicos de conexión a red con tensiones de operación en el campo fotovoltaico del orden de 300V DC, y superiores, cuya seguridad se está solventando mediante la utilización de un dispositivo de control permanente de aislamiento, CPA, habitualmente incorporado en el inversor fotovoltaico.

En el momento actual la señalización del primer fallo suele ser la única acción que realiza el sistema de protección en sistemas fotovoltaicos, dejando en manos del usuario o del equipo de mantenimiento (si existe) la detección y reparación inmediata de dicho fallo.

Durante el tiempo que transcurre desde la ocurrencia del primer fallo hasta que se subsana existe un grave peligro de electrocución en sistemas de tensiones DC superiores a las tensiones mínimas de seguridad.

El sistema fotovoltaico, es seguro ante el primer fallo y requiere de la actuación inmediata para su subsanación antes de que se produzca un fallo doble que conlleva un riesgo asociado elevado.

Los esquemas convencionales en corriente alterna utilizan habitualmente un CPA (Dispositivo de Control Permanente de Aislamiento) que permite además de la señalización del fallo, la localización del mismo por el equipo de mantenimiento. Es de destacar que este tipo de esquema de distribución se utiliza habitualmente por ejemplo en quirófanos de hospitales y en general en aquellas instalaciones donde sea prioritaria la continuidad de suministro y requieren de personal especializado de mantenimiento para subsanación inmediata ante el primer fallo.

No obstante la utilización de dispositivos de protección ante un segundo fallo en generadores fotovoltaicos no es en absoluto trivial, debido esencialmente al carácter distribuido del generador fotovoltaico y a que los módulos fotovoltaicos están limitados en la corriente de cortocircuito, que por otro lado tiene un valor muy próximo a la corriente de operación.

Por un lado el Sol no se puede “apagar” e incluso aunque se utilice un dispositivo de corte a la entrada del inversor DC/AC, continúa habiendo partes del circuito localizadas en el cableado del generador fotovoltaico que pueden estar con tensiones peligrosas.

Existen algunos inversores instalados en el mercado norteamericano que utilizan un fusible de protección, GFI (Interruptor de Falta a Tierra) entre negativo y tierra, en caso de fallo el fusible se abre y el inversor no reanuda.

En Europa se ha optado por la opción de sistemas aislados de tierra, con un CPA (Dispositivo de Control Permanente de Aislamiento), combinado con otras opciones de protección tales como utilización de doble aislamiento, interposición de obstáculos o separación por distancia. Además la exigencia habitual de separación galvánica, HF o LF (Transformadores de Alta y Baja frecuencia), también tiene su influencia en los posibles caminos de las corrientes de fuga en el sistema. En cualquier caso se espera que en un futuro próximo aparezcan en el mercado dispositivos integrales de protección para sistemas fotovoltaicos.

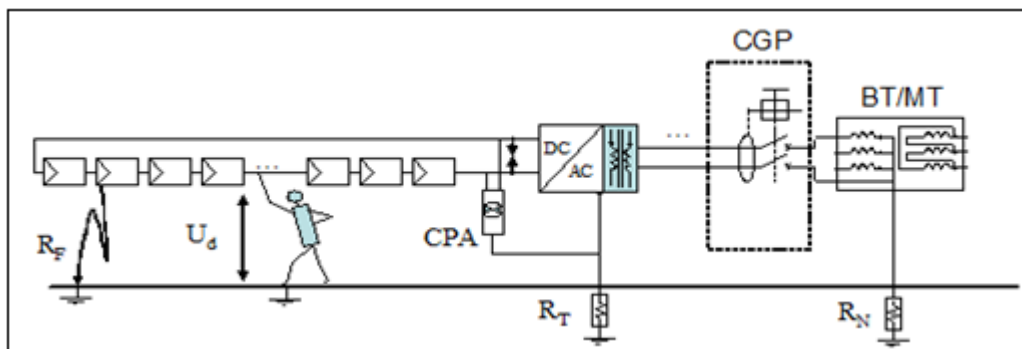


Figura 46.- Posibles Protecciones en un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red, el CPA puede ir incorporado en el Inversor.

Ante un posible primer fallo de aislamiento en los conductores DC, un segundo contacto representa un peligro potencial. La tensión de defecto depende tanto de las resistencias del cuerpo humano como del suelo y del punto de contacto. Hay que tener en cuenta que cada uno de los módulos fotovoltaicos que componen la instalación incrementa la tensión desde el lugar de primera deriva. La detección mediante un CPA (Dispositivo de Control Permanente de Aislamiento) de un primer fallo, provocan la detección y reparación inmediata por un equipo de mantenimiento haciendo la instalación segura. En caso de no realizar un mantenimiento inmediato, la apertura del generador (puesta en circuito abierto) no elimina la tensión en el circuito DC. Una posible opción es, ante la detección del primer fallo, el cortocircuitado de ambos polos del generador y su puesta a tierra simultánea. No obstante esta opción, más segura ante la protección de las personas, tiene el inconveniente de aumentar el riesgo de incendio por estar circulando la corriente de cortocircuito, así como los daños potenciales a los módulos fotovoltaicos por efectos de sombreados y puntos calientes.

La separación en circuitos independientes de pequeñas tensiones de seguridad que puedan ser abiertos en caso de primer fallo, también incrementaría la seguridad.

En la parte AC de la instalación, si el cableado desde la salida del inversor hasta el punto de conexión, normalmente en la Caja General de Protección (CGP), es extenso y puede presentar un riesgo de contacto indirecto, ha de estar protegido adecuadamente. Finalmente, decir, que la seguridad de cada instalación fotovoltaica puede tener condiciones particularizadas, y ha de ser el responsable técnico de la instalación el que determine el conjunto de medidas a adoptar en cada caso para conseguir hacer de la instalación una instalación segura.

Muchos de los inversores fotovoltaicos de conexión a red disponibles en el mercado poseen internamente el dispositivo de control permanente de aislamiento (CPA) dando una señal de fallo de aislamiento de la parte DC de la instalación. Ello evita el tener que instalar CPA externos disponibles comercialmente, con el consecuente ahorro económico. También conviene resaltar que la utilización del dispositivo CPA en sí mismo para señalización del primer fallo, no hace que la instalación sea segura si no va acompañado de otras medidas de seguridad adicionales.

Capítulo 5.-

COMPONENTES REALES DE LA INSTALACIÓN

5.- COMPONENTES REALES DE LA INSTALACIÓN

5.1.- Descripción del Sistema

En este capítulo se realiza un estudio detallado de cada uno de los componentes que se han utilizado en una instalación real fotovoltaica de conexión a red como es la nuestra. A partir de los conceptos desarrollados en los capítulos anteriores, podremos describir las funciones, los modelos y las características de nuestros elementos.

A continuación se adjunta una imagen donde se representa de manera esquemática los elementos que componen la instalación y las conexiones que existen entre ellos.

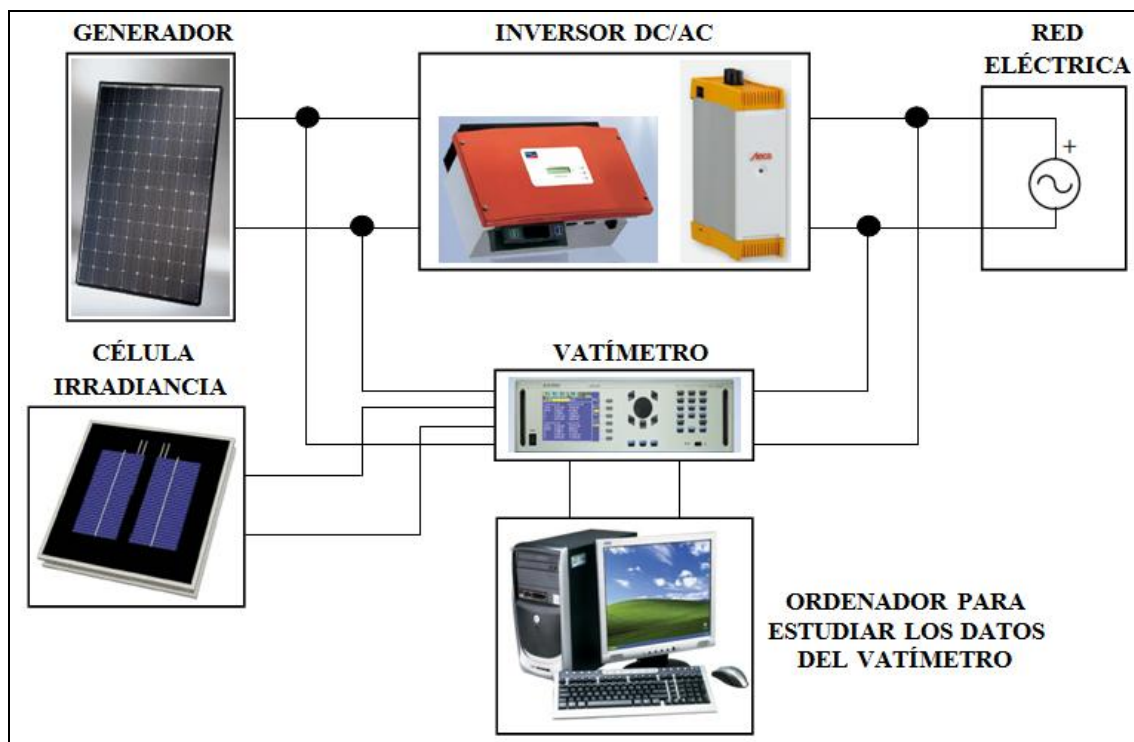


Figura 47.- Esquema Completo de la Instalación.

Los elementos utilizados en la instalación (Figura 47), se pueden clasificar en dos grupos:

- **Elementos del Sistema Fotovoltaico:** Son los componentes propiamente dicho. Los módulos fotovoltaicos para captar la luz solar, el inversor para transformar la corriente continua de los paneles en alterna, y la red eléctrica.
- **Instrumentación de Medida:** Son los componentes adicionales que nos ayudan a comprobar el correcto funcionamiento de la instalación. La célula para captar y medir la irradiancia, el vatímetro para medir los parámetros de los elementos del sistema, y el ordenador para procesar y analizar dichos parámetros.

El desarrollo de los componentes de la instalación, que veremos en los siguientes apartados, nos facilitará el estudio de las medidas que se realizarán en el capítulo 6: los valores de los parámetros de continua (corriente y tensión) y de alterna (tensión, corriente, potencia activa, factor de potencia y frecuencia), además de la medida que nos proporciona la célula de la irradiancia.

5.2.- Paneles Solares utilizados en la Instalación

En un estudio completo de los componentes de un sistema fotovoltaico, como es el de nuestra instalación, el análisis del sistema de generación debe ocupar la primera posición.

Nuestra instalación tiene como generador fotovoltaico un conjunto de seis módulos (aunque en ningún caso utilizaremos todos para realizar el análisis de la misma). Para realizar el estudio del inversor y la irradiancia utilizamos dos o cuatro paneles, dependiendo del tipo de inversor, conectados en serie puesto que teniendo en cuenta la opción de inyectar en la red, con los cuatro sería suficiente ($190 \times 4 = 760\text{W}$ de potencia de entrada).

Estos paneles se encuentran ubicados en la azotea del edificio Agustín de Betancourt de la Universidad Carlos III de Madrid (Leganés). A continuación se adjunta una fotografía que ilustra la colocación de los mismos.



Figura 48.- Fotografía del Generador Fotovoltaico de la Instalación.

La Universidad Carlos III de Leganés, posee un gran número de paneles fotovoltaicos de diferentes tipos ubicados en la misma terraza que los de nuestra instalación. La razón de la colocación de módulos solares en este lugar se debe, fundamentalmente, a la existencia casi nula de sombras, puesto que no hay edificios de gran altura alrededor ni árboles que lo superen. Además la superficie es horizontal, de fácil acceso y su cercanía a los laboratorios lo convierten en un edificio ideal para este tipo de estudios. A continuación se adjunta una imagen donde podemos contemplar la vista aérea del edificio Agustín de Betancourt y cuál es la ubicación exacta de los paneles de nuestra instalación.

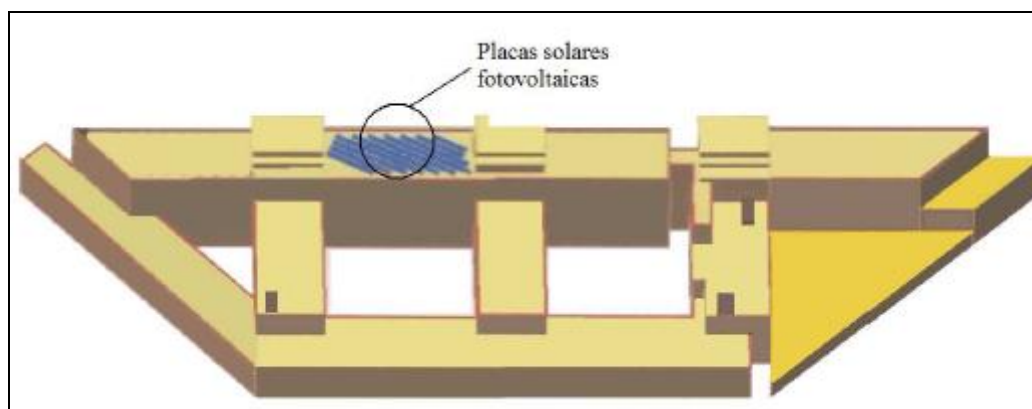


Figura 49.- Imagen de la Ubicación de los Paneles Fotovoltaicos.

Las terrazas de este edificio están orientadas 30° hacia el Este, medidos con respecto al Sur. La superficie es totalmente horizontal en nuestra latitud y la inclinación óptima es hacia el Sur. Sin embargo lo que se deja de generar por estar orientados hacia el Sureste o Suroeste sólo representa un 0.2% por cada grado de desviación respecto al Sur (en este caso alrededor del 6%).

La inclinación óptima de los módulos depende de la latitud del lugar donde se van a instalar. A grandes rasgos podemos decir que es entre 5° y 10° menos que la latitud y la época del año en la que se quiere maximizar la producción óptima. En el caso de Leganés la inclinación idónea es de 35° .

Para la realización de este proyecto se han escogido unos paneles sin seguidor solar, es decir, una instalación en suelo con paneles fijos. Esto es debido a su cómoda instalación y a que al realizarse el análisis en los meses de verano (Junio y Julio) cuando la irradiancia solar es mayor, las diferencias en los resultados entre paneles con y sin seguidor solar serán mínimas.

Estos paneles que conforman el generador, corresponden al tipo de módulo HIP-190BE3 de la marca SANYO, que están formados por la unión de células de silicio monocristalino cuya eficiencia es de un 18.5% mientras que la eficiencia considerada del módulo al completo es de un 16.1%. El peso del módulo es de 15Kg, el voltaje máximo es de 760V y la potencia máxima es de 190W.



Figura 50.- Imagen del Panel de la Instalación.

Además de las características mencionadas anteriormente, en el último capítulo de este proyecto (Anexos) se encuentran las hojas de características correspondientes a este tipo de paneles.

5.3.- Radiación

En los sistemas fotovoltaicos se transforma la energía solar incidente en energía eléctrica. El conocimiento de la radiación solar es determinante tanto para conocer la energía disponible como para analizar el comportamiento de los distintos componentes que forman el sistema. Desde el punto de vista de los sistemas de utilización de la energía solar, interesa cuantificar la cantidad de radiación solar que incide sobre una superficie en la Tierra, y su relación con los parámetros geográficos y climatológicos.

La complejidad de los fenómenos que afectan a la radiación solar en su camino a través de la atmósfera es el principal problema que aparece a la hora de cuantificar la disponibilidad energética. Se puede conocer con suficiente precisión la energía emitida por el Sol en un momento determinado, pero no es sencillo estimar la cantidad de energía que alcanza la superficie de la Tierra. Desde que esta energía entra en la atmósfera dos tipos de factores influyen en su recorrido a través de la misma hasta alcanzar la Tierra, unos son de naturaleza determinista y otros que podemos denominar aleatorios.

Entre los factores deterministas se encuentran los factores astronómicos, que dependen de la geometría Sol-Tierra. Son función de la posición relativa de ambos y del lugar de la Tierra que consideremos. Estos factores condicionan el recorrido de la radiación a través de la atmósfera y el ángulo de incidencia sobre la misma. Debido a los movimientos de rotación y traslación de la Tierra entorno al Sol, y debido a los efectos de difusión de la atmósfera, la irradiancia recibida en la superficie terrestre presenta unas variaciones temporales bien definidas en unos casos (variación día/noche, verano/invierno) y no tan bien definidas en otros (presencia de nubes).

Los otros factores que inciden en la cantidad de energía en la superficie de la Tierra son los factores climáticos. Estos serán los responsables de que se produzca una atenuación en la cantidad de energía que podría alcanzar la Tierra, y a diferencia de los astronómicos no son fácilmente cuantificables. Algunos de los componentes de la atmósfera son los responsables de dicha atenuación: vapor de agua, aerosoles, ozono y nubes.

No obstante, el estudio de los recursos de radiación solar está muy desarrollado, y existen modelos que predicen con bastante precisión la energía solar disponible y su comportamiento en el tiempo. Se utilizan dos términos generalmente, irradiación e irradiancia cuyas definiciones son ligeramente diferentes y lo veremos en el epígrafe siguiente.

5.3.1.- Definiciones de Radiación

La radiación solar incidente en la Tierra la podremos definir, por los siguientes conceptos:

- **Irradiancia:** Es la potencia instantánea incidente o recibida por unidad de superficie, medida en W/m^2 .
- **Irradiación:** Es la energía incidente por unidad de superficie en un determinado período de tiempo y se mide en Wh/m^2 (aunque la irradiancia y la irradiación son magnitudes físicas distintas, coinciden numéricamente cuando la unidad de tiempo es la hora). La irradiación solar a lo largo de un día tendrá unidades de $\text{Wh/m}^2/\text{día}$.
- **Radiación Directa:** Es la radiación que corresponde al ángulo sólido limitado por el disco solar sin tener en cuenta la dispersión atmosférica.
- **Radiación Difusa:** Corresponde a la radiación solar dispersada por los diferentes componentes de la atmósfera.
- **Radiación Reflejada:** Es la radiación reflejada por el suelo.

- **Radiación Total:** Es el resultado de todas ellas (cuando la medida de la radiación se realiza sobre una superficie horizontal no se tiene en cuenta la reflejada, en este caso a la suma de la directa y la difusa se le denomina Radiación Global).

5.3.2.- Instrumentos de Medida de la Radiación Solar

Existen bastantes formas de medir la radiación solar. Normalmente se utilizan como instrumentos de medida las células fotovoltaicas de tecnología equivalente y los piranómetros, pero también existen, dependiendo de la radiación, otros elementos que la miden (aunque a día de hoy se encuentran en desuso).

5.3.2.1. Célula Fotovoltaica

Las células de tecnología equivalente (CTE) o células de referencia calibrada, ofrecen otro modo de medida de la irradiancia que además es muy adecuado para la medida de la operación de los módulos fotovoltaicos, debido a la corrección del fenómeno de respuesta espectral e incidencia angular. Estas células han de ser del mismo tipo que las de los módulos a evaluar. Normalmente estas células son calibradas en laboratorios especializados bajo unas determinadas condiciones de espectro solar (normalmente bajo el espectro de referencia AM 1.5) y pueden dar diferentes medidas si operan con diferentes espectros, lo que también ocurre con los módulos y generadores fotovoltaicos.

Utilizando células de tecnología equivalente para medir la irradiancia es posible medir la potencia eléctrica de los módulos como si estuviesen en condiciones espectrales de AM 1.5. Estas células normalmente se encuentran encapsuladas y enmarcadas del mismo modo que los módulos fotovoltaicos, y la célula activa se rodea de células inactivas para que su comportamiento sea lo más parecido posible al de los módulos fotovoltaicos. Las células fotovoltaicas, también conocidas como sensores fotovoltaicos, son claramente más económicas que otros elementos de medida como pueden ser los piranómetros termoelectrónicos.

La mayoría de los sensores fotovoltaicos son de silicio monocristalino y se componen de una célula que produce una corriente eléctrica proporcional a la irradiancia incidente. Los sensores fotovoltaicos se usan bastante en plantas fotovoltaicas para las labores de mantenimiento. En estos casos hay que procurar utilizar el mismo tipo de células (amorfos, monocristalino, policristalino...) que en la planta instalada, con objeto de obtener mayor exactitud y favorecer la evaluación. Procesadores de datos conectados a los aparatos de medida o modernos inversores que comparan la radiación solar medida con la corriente eléctrica producida, son muy útiles para analizar la efectividad y posibilitar el buen funcionamiento de la planta fotovoltaica.

5.3.2.2. Piranómetro

El piranómetro, también llamado solarímetro o actinómetro, es un instrumento que se utiliza para medir, de manera muy precisa, la radiación solar sobre una superficie plana. En otras palabras, se trata de un sensor diseñado para medir la densidad del flujo de radiación solar (W/m^2) en un campo de 180° . A continuación se adjunta una imagen donde podemos observar los componentes principales de un piranómetro.

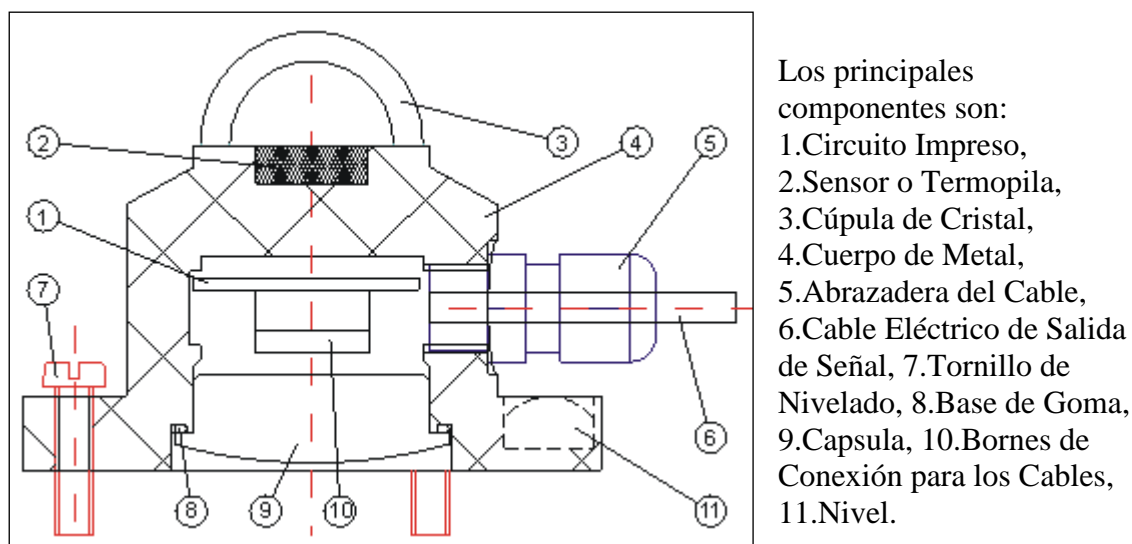


Figura 51.- Componentes de un Piranómetro.

Generalmente se utilizan tres medidas de radiación solar: semiesférica total, difusa y directa.

Para medir la radiación difusa es necesario tapar el sensor de radiación directa mediante una pantalla parasol, obteniendo de esta manera un piranómetro de difusa. Para medir la radiación solar, se requiere que la respuesta al flujo de radiación varíe con el coseno del ángulo de incidencia.

El principio físico utilizado generalmente en la medida es un termopar sobre el que incide la radiación a través de dos cúpulas semiesféricas de vidrio. El espectro de la radiación solar se extiende entre 300 y 2800nm y un piranómetro debe cubrirlo con una sensibilidad lo más “plana” posible. Las medidas se expresan en KW/m^2 .



Figura 52.- Imagen del Piranómetro Hukseflux Thermal Sensors.

La pila termoeléctrica o termopila que compone el piranómetro, está constituida por una serie de termopares colocados horizontalmente, cuyos extremos están soldados con unas barras de cobre verticales solidarias a una placa de latón maciza.

El conjunto está pintado con un barniz negro (o blanco y negro) como superficie absorbadora, para absorber la radiación, debajo de la cual se encuentra un termopar y una carcasa metálica blanca. La radiación incide sobre la semiesfera de cristal de manera vertical y atraviesa hasta la superficie absorbadora, la cual se calienta.

La variación de temperatura es directamente proporcional a la intensidad de la radiación, por lo que midiendo la diferencia de temperatura con el ambiente, con la carcasa o con la zona de color blanco, se obtiene un valor de la irradiancia. Para determinar esa diferencia de temperatura se utilizan termopares en serie y un voltímetro, que proporcionan una medida de tensión eléctrica proporcional a la diferencia de temperatura.

Aplicando un factor de conversión a dicha tensión se obtiene la medida de la radiación global. El flujo de calor originado por la radiación se transmite a la termopila, generándose una tensión eléctrica proporcional a la diferencia de temperatura entre los metales de los termopares.

5.3.2.3. Otros

Además de los aparatos citados y comentados anteriormente que son los más utilizados, existen otros elementos que ya se encuentran en desuso pero que tuvieron su importancia a la hora de medir la radiación. Estos aparatos son:

- **Heliofanógrafo:** Es el instrumento que registra el período en que el Sol alumbra. Éste consiste en una esfera de vidrio que actúa como una lente concentradora de la luz solar sobre una banda de papel. Mientras que la radiación solar no es interceptada por las nubes la banda, que tiene una escala graduada en horas, se va quemando a lo largo de una línea. Posteriormente, y de manera manual, se evalúa el período diario con insolación. Con el uso de estaciones automáticas se permite registrar de forma continua la radiación solar. Este equipo actualmente está en desuso.



Figura 53.-Imagen de un Heliofanógrafo.

- **Pirheliómetros:** Son instrumentos empleados para medir la intensidad a incidencia normal de la radiación solar directa emitida por el Sol. El sensor consiste en una termopila de cobre-constatan con una superficie de 9mm de diámetro. Este aparato necesita un seguidor solar que enfoque continuamente el dispositivo sensor hacia el Sol.

Por esta razón las medidas de la componente directa son raras y no todas fiables, sin embargo en el momento actual hay seguidores de dos ejes automatizados con una gran precisión y fiabilidad del seguimiento. Los piranómetros y pirheliómetros bien cuidados y calibrados alcanzan un grado de exactitud razonable, en torno al 5%.



Figura 54.- Imagen de un Pirheliómetro.

- **Pirradiómetro:** Este instrumento de medición permite evaluar toda la energía que recibe una superficie, incluyendo la radiación solar global y la radiación infrarroja que viene de la atmósfera. La combinación de dos pirorradiómetros en un solo equipo de medición, con uno expuesto hacia arriba y el otro hacia la superficie, permite medir el balance neto de energía a nivel de superficie.

Los sensores son similares a los otros equipos de medición de radiación y se protegen mediante cúpulas de silicona que, para evitar la condensación interior, se inflan con aire con bajo contenido de vapor de agua.



Figura 55.- Imagen de un Pirorradiómetro.

5.3.3.- Célula Calibrada utilizada en la Instalación

Este dispositivo es uno de los elementos de medida del sistema. Se encuentra ubicado en el edificio Agustín de Betancourt, unido mediante una barra de aluminio y sujeta mediante tornillería al marco del panel del lado izquierdo. Está colocada con la misma inclinación que los paneles para así recibir la misma radiación y poder estudiarla.

A continuación, se adjunta una fotografía (Figura 56) donde podemos contemplar la célula y la colocación de la misma.

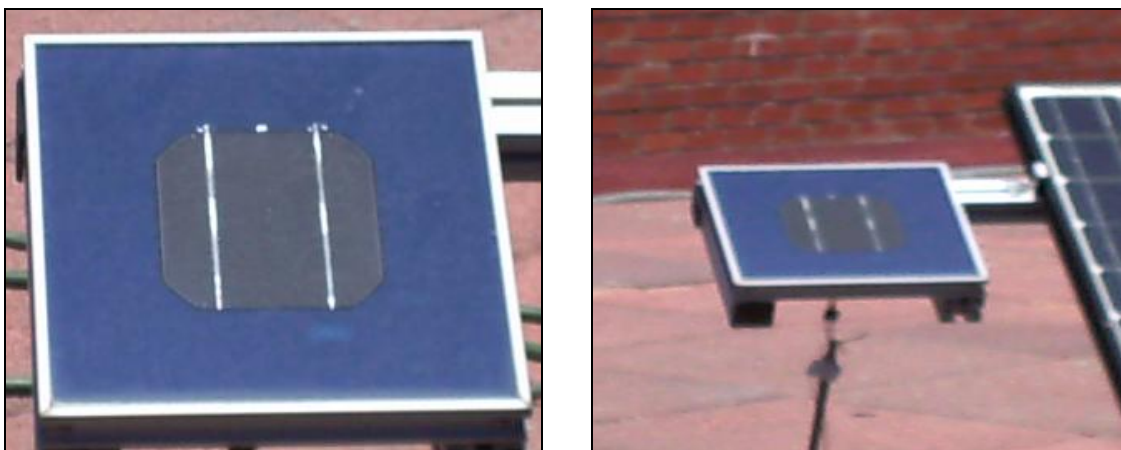


Figura 56.- Fotografía de la Célula de la Irradiancia de la Instalación.

El tipo de célula para medir la irradiancia que vamos a utilizar es un modelo de la marca ATERSA que tiene por número de serie, N/S:06050086. Esta célula permite elegir la configuración que deseemos:

- **Configuración 1:** Dos salidas de señal de 65mV de continua redundantes, independientes y eléctricamente aisladas (para detectar obstáculos de suciedad en el cristal). $65\text{mV(DC)} = 1000\text{W/m}^2 \pm 2.1\%$.
- **Configuración 2:** Una salida de 100mV de continua. $100\text{mV(DC)} = 1000\text{W/m}^2 \pm 2.2\%$.

En nuestro caso y para nuestras medidas hemos seleccionado la configuración 1 calibrando la célula para nuestro estudio a 65mV.

Las salidas de señal de la célula utilizada, dependen única y exclusivamente de la radiación, la influencia de la temperatura no se tiene en cuenta, es despreciable (10ppm/K).

En el último capítulo de este proyecto (Anexos), se encuentran las hojas de características correspondientes a esta célula. En dichas hojas podemos ver las características, dimensiones y configuraciones de la misma.

5.4.- Inversores utilizados en la Instalación

El inversor es el elemento más importante dentro de nuestra instalación. El comportamiento de los inversores es determinante para la fiabilidad y rendimiento de un sistema fotovoltaico completo, ya que a pesar de las mejoras que actualmente se producen en los módulos fotovoltaicos de poco sirven si no se optimiza el sistema de acondicionamiento de potencia de la instalación.

El inversor es el dispositivo electrónico que transforma la corriente continua, de las baterías (instalaciones autónomas) o de los módulos (instalaciones de conexión a red), en corriente alterna.

En nuestra instalación hemos utilizado dos tipos de inversores de diferentes marcas (Steca-Grid y Sunny Boy), puesto que como veremos posteriormente en las medidas experimentales, uno de ellos (Steca-Grid) no nos daba resultados correctos porque no alcanzaba el punto de máxima potencia (sobrepotencia).

5.4.1.- Inversor StecaGrid 300

El inversor StecaGrid 300, es un inversor senoidal diseñado específicamente para el uso en energía solar. Este inversor utiliza modulación PWM con puente completo y está protegido contra cortocircuito, sobrecarga y sobrecalentamiento.

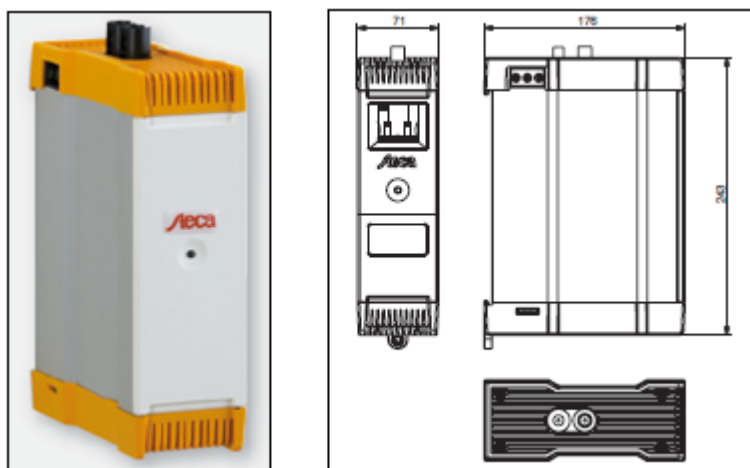


Figura 57.- Imagen y Dimensiones de un Inversor Steca-Grid 300.

El diseño de este inversor es un diseño modular, que permite a un solo inversor conectarse a un string (conjunto de módulos conectados en serie) limitado, que suele ser entre dos y seis módulos fotovoltaicos, y además posibilita conectar varios inversores para inyectar electricidad en la red. La principal ventaja que tiene este concepto es que así se pueden evitar problemas de sombras e incompatibilidades, con lo que se generan altos rendimientos unidos a una mayor flexibilidad y fiabilidad.

Existe la posibilidad de juntar un cierto número de MiniStrings hasta formar un sistema del tamaño deseado, pudiendo usarse los inversores de esta marca en cualquier combinación hasta 3600W de alterna.

En cuanto a la eficiencia, se emplea un microprocesador potente para alcanzar el punto de máxima potencia en cualquier situación. Relacionado con la eficiencia los strings que reciben menos luz solar no influyen en otros strings ya que cuando el panel está tapado por la sombra sólo ese string generará pérdidas. El inversor asegura una disponibilidad continua de la potencia máxima y el resultado es una máxima generación de energía

Los componentes electrónicos del inversor han sido diseñados para alcanzar una vida útil estimada de al menos 30000 horas a la potencia máxima (esto equivale a 20 años de vida útil).

En el último capítulo de este proyecto (Anexos), se encuentran las hojas de características correspondientes a este inversor. En dichas hojas podemos ver las características eléctricas y mecánicas correspondientes al mismo.

Dentro de estas características cabe destacar el grado de protección IP de la carcasa del inversor. Aquellos inversores con grado entorno a IP65, pueden instalarse directamente en condiciones de intemperie, otros con menor graduación, como es el caso de nuestro inversor StecaGrid 300 (IP20), están diseñados para ser instalados en interior (como es nuestro caso) o en cajas de protección adecuada. Esta característica se puede observar en el Anexo en la característica rango de temperatura ambiente.

5.4.1.1. Instalación de Inversores StecaGrid

Para la instalación del inversor StecaGrid 300 sólo personal cualificado puede conectar este equipo a la red eléctrica de acuerdo con las regulaciones de la empresa suministradora de energía. También para la instalación hay que tener en cuenta que al trabajar con el sistema fotovoltaico hay que desconectar el inversor o la unidad de monitorización de corriente eléctrica, para así no interrumpir ni la conexión en corriente continua entre los módulos solares ni la conexión de estos últimos y el inversor, mientras circule la corriente. En el caso de tener que interrumpir la conexión de continua primero hay que desconectar el inversor de la red.

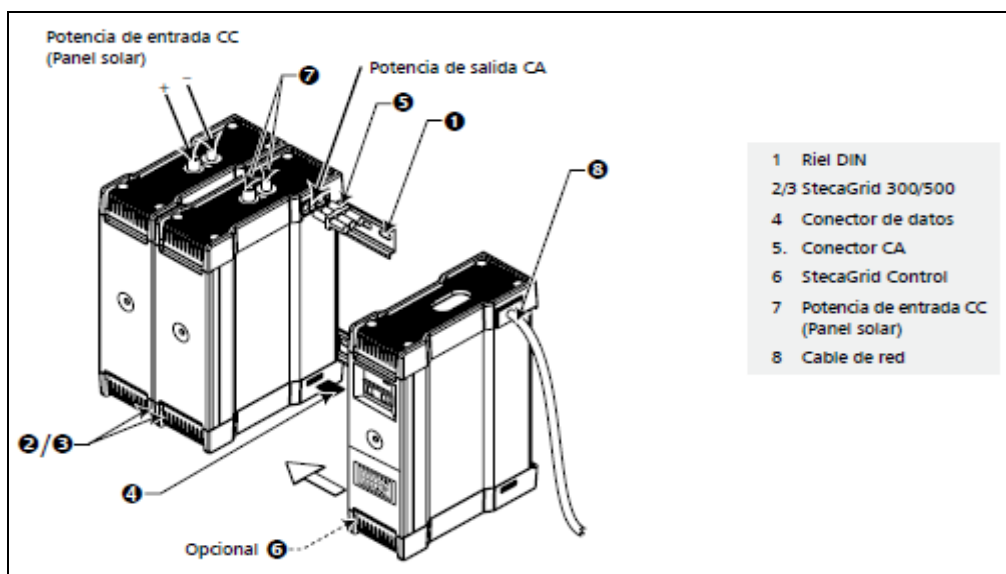


Figura 58.- Esquema para la Instalación de varios Inversores con sus partes.

En la figura anterior se muestra un esquema con las partes del inversor StecaGrid 300 y como se pueden unir varios inversores del mismo tipo para una instalación.

En la instalación de los inversores se puede alcanzar el tamaño de sistema deseado conectando varios inversores, estando el límite en la corriente máxima de la red de 16A. De este modo, para suministrar alterna y permitir la comunicación de datos se puede interconectar hasta un máximo de 12 inversores en el caso de nuestro inversor StecaGrid 300. Esto permite generar una potencia de alterna de entre 300 y 3600W.

5.4.1.2. Puesta en Marcha y Manejo

El sistema fotovoltaico completo, se pondrá en funcionamiento automáticamente. Si la intensidad de la luz solar es suficiente, los inversores se pondrán en modo activo y por lo tanto en este estado, el LED permanecerá iluminado y esto indica que la energía está siendo inyectada en la red eléctrica.

El manejo del sistema fotovoltaico se produce de forma totalmente automática. Además si dispone de luz solar suficiente, la energía se inyecta en el sistema eléctrico (El LED permanecerá iluminado), mientras que si el nivel de energía solar es bajo, el inversor cambiará al modo “Standby” a la espera de que el nivel suba (LED parpadea). Si no hay luz solar o ésta es insuficiente, el inversor cambiará al modo “OFF” (Apagado). En este modo no se consume corriente alguna de la red.

5.4.2.- Inversor Sunny Boy 1100

El inversor Sunny Boy 1100, es un inversor senoidal diseñado específicamente para energía solar. Este inversor utiliza modulación PWM con puente completo y cumple las especificaciones vigentes sobre contenido de armónicos y seguridad. Además está protegido, como ocurre con el inversor StecaGrid, contra cortocircuito, sobrecarga y sobrecalentamiento.

En este caso, a diferencia del inversor StecaGrid 300, no es posible conectar strings de paneles solares a un conjunto de inversores conectados entre sí. Para la realización de este tipo de montaje, la marca Sunny Boy dispone de otro modelo de inversor, el Sunny Boy Multi-String.



Figura 59.- Imagen del Inversor Sunny Boy 1100.

Al contrario que el inversor StecaGrid 300, el inversor Sunny Boy 1100 posee separación galvánica, por lo tanto la protección de la red es mayor, evitando así que se introduzcan armónicos y picos de tensión o corriente indebidos.

El inversor Sunny Boy 1100 posee protección contra polarización inversa, seccionador de carga de continua, interruptor automático, resistencia al cortocircuito y monitorización de toma a tierra y de red. Además este inversor está en constante proceso de comprobación de inyección a red si las condiciones son las adecuadas. Disponen de uno o varios (según modelo) controladores del punto de máxima potencia, siendo en el caso de nuestro inversor (Sunny Boy 1100) de uno.

El inversor Sunny Boy 1100 está equipado con una conexión para el interfaz de comunicación a fin de comunicarse con equipos especiales de captación de datos o con un PC equipado con el software correspondiente. Esto permite una mejor monitorización del sistema.

En el último capítulo de este proyecto (Anexos), se encuentran las hojas de características correspondientes a este inversor. En dichas hojas podemos ver las características eléctricas y mecánicas correspondientes al mismo.

Dentro de estas características cabe destacar el grado de protección IP de la carcasa del inversor. Para el caso del inversor Sunny Boy 1100, a diferencia del inversor Steca Grid 300 (IP20), el grado de protección es de IP65. Esto y el amplio valor de la temperatura de uso (-25°C hasta +60°C) permite que se puedan instalar los aparatos Sunny Boy directamente o cerca de los módulos fotovoltaicos, en intemperie o en interior (nuestro caso) y en cualquier parte del mundo. Esta característica se puede observar en el Anexo, en la característica lugar de montaje interior-intemperie.

5.4.2.1. Instalación de Inversores Sunny Boy

Hasta hace varios años las plantas fotovoltaicas eran instaladas con grandes inversores centrales. El inversor Sunny Boy inició una etapa de instalación de los sistemas estratégicos descentralizados resultando una efectividad mucho más alta y una drástica reducción de costes de montaje debido al hecho de que extensivos cables de corriente continua ya no eran necesarios.

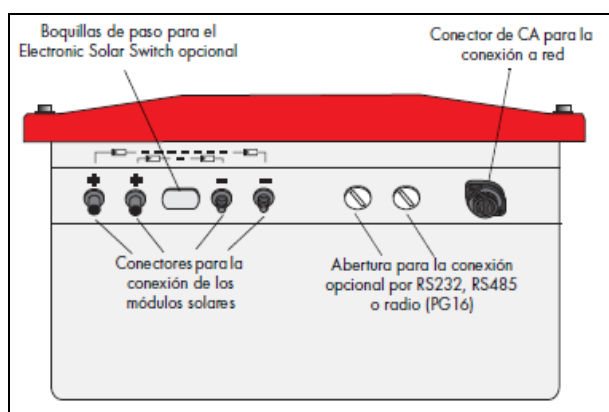


Figura 60.- Imagen del Conexionado del Inversor Sunny Boy 1100.

En la instalación, todas las conexiones del inversor se realizan en la parte inferior del mismo. La conexión de alterna puede realizarse por un conector de alterna o introduciendo el cable de conexión por una abertura en el inversor para conectarlo a los bornes de alterna. En nuestro caso es esta última opción la que se utiliza.

Dependiendo del modelo Sunny Boy que se instale se pueden conectar entre seis y veintidos módulos fotovoltaicos a un sencillo inversor, lo que deja suficientes libertades en el diseño de la planta fotovoltaica.

Por último, destacar dentro de la familia de inversores Sunny Boy, tenemos los Sunny Boy 700 y 850 (con un valor máximo de potencia de salida de 700 u 850W respectivamente) y el Sunny Boy 1100 (con valor de potencia de salida de 1100W) que son diseñados para plantas fotovoltaicas medianas y grandes con un valor de salida reducido. Por otro lado tenemos el Sunny Boy 2500 (con una capacidad máxima de potencia de salida de 2500W) que es el inversor de conexión serie diseñado especialmente para el uso de plantas fotovoltaicas grandes.

5.4.2.2. Puesta en Marcha y Manejo

Los distintos estados y funcionamiento del inversor están indicados por tres diodos luminosos (LED's) situados en la tapa de la carcasa del inversor y por el display integrado. Para que los tres LED's puedan indicar un estado de funcionamiento, el inversor debe estar conectado por el lado de continua. Para asegurar que el inversor disponga de suficiente tensión continua, será necesario un mínimo de radiación solar.

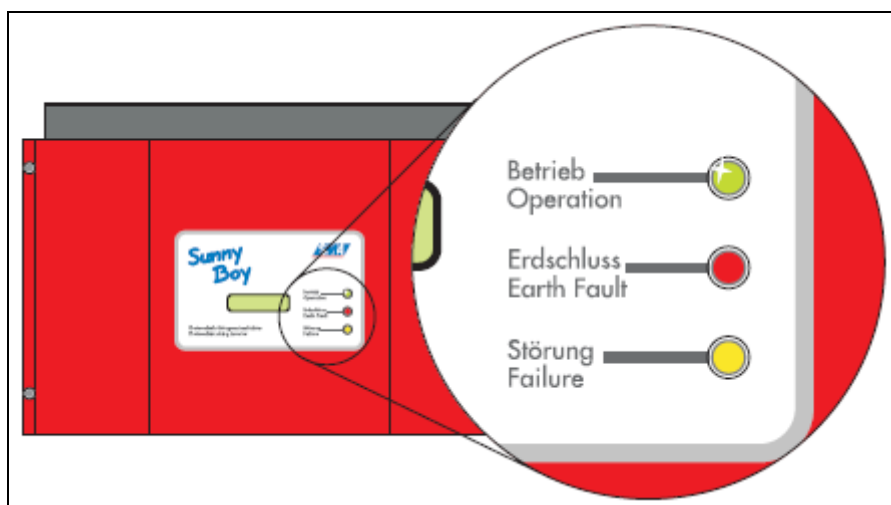


Figura 61.- Imagen de los Indicadores del Funcionamiento del Inversor Sunny Boy 1100.

En el estado de funcionamiento normal los LED's están apagados o sólo está iluminado el verde (de forma permanente o parpadeante). Si se produce una tensión del generador fotovoltaico demasiado alta, el LED amarillo parpadeará. Cualquier otro tipo de anomalía que no suponga peligro inminente para las personas o equipos presentará los restantes posibles códigos, que se indican en la tabla siguiente (Tabla 5):

| Verde | Rojo | Ámbar | Estado |
|--|---------------------|---------------------|---|
| permanece encendido | apagado | apagado | OK (inyección a la red) |
| | permanece encendido | apagado | fallo |
| | | permanece encendido | OK (inicialización) |
| parpadeo rápido (3 veces por segundo) | apagado | apagado | OK (parada) |
| | permanece encendido | apagado | fallo |
| parpadeo lento (1 vez por segundo) | apagado | apagado | OK (esperando, monitorización de red) |
| | permanece encendido | apagado | fallo |
| se apaga brevemente (aprox. 1 vez por segundo) | apagado | apagado | OK (Derating - reducción de la potencia) |
| | permanece encendido | apagado | fallo |
| apagado | apagado | apagado | OK (desconexión nocturna) |
| | | encendido/parpadea | fallo |
| | permanece encendido | apagado | fallo |
| | | encendido/parpadea | fallo |

Tabla 5.- Tabla con los posibles Estados de Funcionamiento de los LED's del Inversor Sunny Boy 1100.

5.5.- Vatímetro LMG500

El vatímetro es el dispositivo de medida principal en este proyecto. Se ha escogido el vatímetro de última generación de la marca ZIS ZIMMER, modelo LMG500. La principal característica que diferencia al nuestro de un vatímetro convencional, es la capacidad de poder medir en tiempo real numerosas medidas de los componentes de nuestra instalación. Dentro de las múltiples funciones nos permite realizar la medición de los parámetros de inversores, fuentes de alimentación, equipos de luces y electrónica de potencia en general. Además nos permite seleccionar la duración del pulso de medición pudiendo ser incluso menor a 100ns.



Imagen 62.- Imagen del Vatímetro LMG500.

Este vatímetro además de realizar las mediciones de tensiones, corrientes, potencias, rendimientos, irradiancia, temperatura, etc... nos da la opción también de medir armónicos e interarmónicos con gran fiabilidad, llegando incluso a medir el interarmónico 99.

Este dispositivo, no sólo es un dispositivo de medida, si no que gracias a sus características tecnológicas es capaz de aportar asistencia a la hora de alcanzar el punto de máxima potencia, necesario para un correcto funcionamiento del inversor en cuestión y de la obtención del máximo rendimiento posible de la instalación.

La exactitud a la hora de dar valores es, normalmente del 0.03%. Esto implica que el rango de medidas es muy amplio, por ejemplo, en corriente va desde los 20mA hasta los 32A, mientras que en tensiones va desde 3V a 1000V.

5.5.1.- Conexiones del Vatímetro

El vatímetro LMG500 tiene ocho canales utilizables, todos ellos aislados unos de otros, teniendo por lo tanto inmunidad a las interferencias. Posee entradas y salidas tanto analógicas como digitales, con entradas adicionales para los sensores de corriente. En relación con este tipo de sensores, posee un autoescalado para compensar dichos sensores en fase y amplitud.

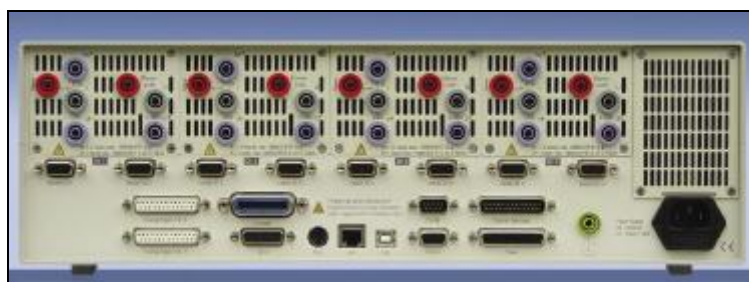


Imagen 63.- Imagen de la parte posterior del Vatímetro donde están las Conexiones.

Los ocho canales disponibles están agrupados de dos en dos, por ello en el display para observar el funcionamiento de los canales aparecen numerados del uno al cuatro. Tal y como se puede ver en la figura siguiente por cada canal hay dos entradas una para la corriente y otra para la tensión.

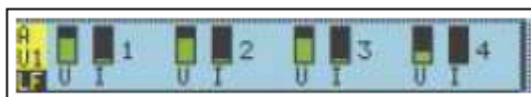


Figura 64.- Imagen del Display para controlar el Funcionamiento del Vatímetro.

A continuación, vamos a indicar como hemos utilizado los canales y qué parámetros se miden con cada uno de ellos. Con las dos entradas del Canal 1 medimos la tensión y la corriente en continua que provienen del generador, con una de las entradas del Canal 2 medimos la temperatura, con las dos entradas del Canal 3 medimos la tensión y la corriente en alterna a la salida del inversor y por último con una de las entradas del Canal 4 medimos los datos de la irradiancia que provienen de la célula calibrada.

5.5.2.- Configuración de los Datos para las Medidas

El vatímetro posee un software interfaz entre el vatímetro y el ordenador que analizaremos en el apartado siguiente. A partir del vatímetro se puede realizar el análisis de los datos almacenados puesto que tiene la opción de pasarlos a dispositivos de memoria portátil USB y realizar el estudio en el propio vatímetro. En nuestro caso utilizaremos el programa del vatímetro para analizarlos con calma en un ordenador.

En la pantalla del vatímetro se muestran en tiempo real los valores de los parámetros que el vatímetro está midiendo. Estos valores están en constante cambio puesto que en todo momento está midiendo y los parámetros dependen de la cantidad de luz que reciben los paneles. Además de las medidas también nos permite visualizar gráficos de barras, diagramas de las medidas calculadas y sus formas de onda.

El vatímetro posee un editor de fórmulas, a partir del cual podemos introducir las fórmulas de las medidas que vamos a realizar en función de los canales del vatímetro que vamos a utilizar. Con el vatímetro se nos facilita el manual del mismo para poder utilizar la formulación correcta y los algoritmos necesarios para realizar las medidas de los parámetros que necesitamos. Para introducir las fórmulas utilizamos una ruedecilla que posee el vatímetro en la cara principal y una serie de teclas para manejarnos por el vatímetro.

A continuación se adjuntan unas imágenes de lo que se vería en la pantalla del vatímetro a la hora de medir los datos y la pantalla donde introducimos las fórmulas a partir del editor. Se adjuntan también gráficas que se podrían observar en el propio vatímetro en tiempo real mientras se toman los datos.

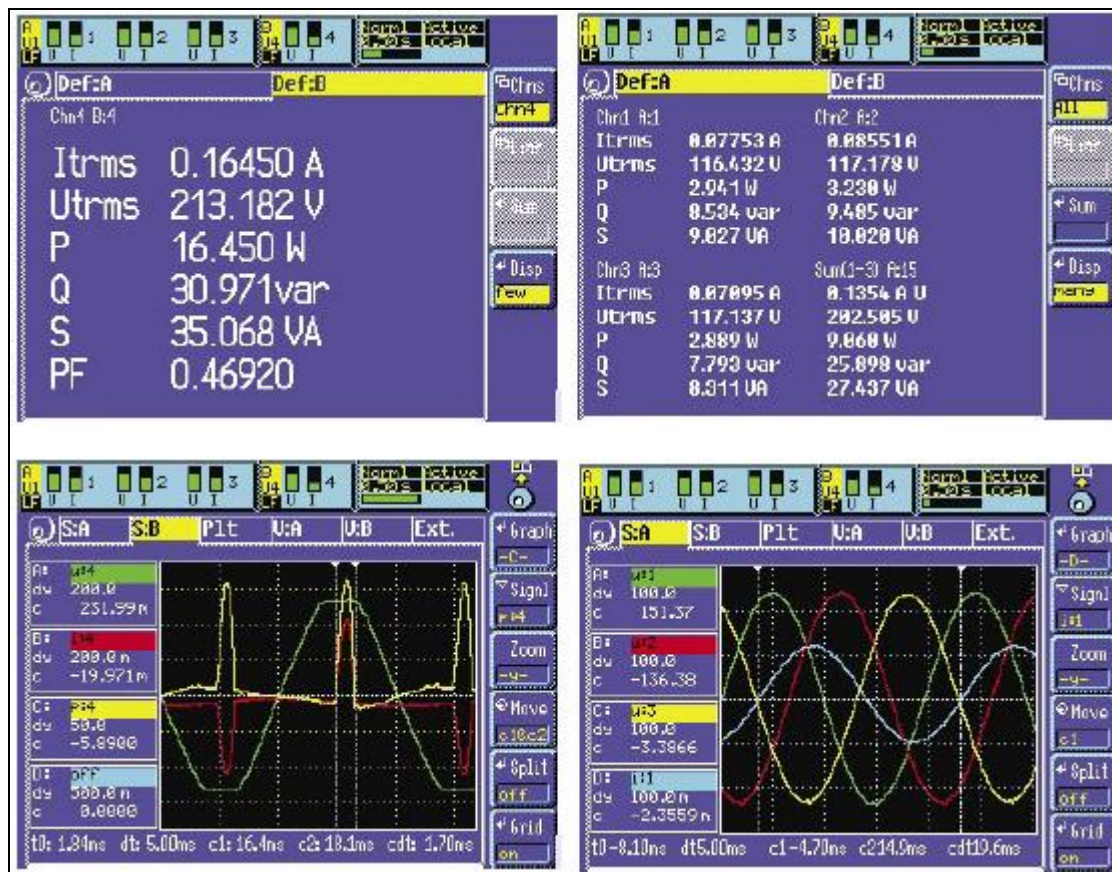


Figura 65.- Imagen de la Pantalla del Vatímetro.

5.6.- Software

El desarrollo y estudio del sistema fotovoltaico se realiza a partir de las medidas realizadas gracias al vatímetro. El vatímetro nos permite almacenar las medidas de manera continua y poder tratarlas, pero si se quieren realizar medidas y estudios más específicos las podemos almacenar en un ordenador aunque para ello se hace necesario contar con la ayuda de un software especializado para realizar la traducción de los datos.

El vatímetro ZES ZIMMER LMG500 cuenta con un software para ordenador que se llama LMG Control que nos ayuda a exportar los datos del vatímetro al ordenador.

La última versión actualizada de este programa se puede descargar directamente desde la página web del fabricante.

Además de tratar los datos medidos con el vatímetro gracias al ordenador, necesitamos un programa que nos permita realizar el análisis de los mismos y que sea capaz de analizar valores desde un dato hasta incluso millones.

Hay programas como Excel que nos ofrece Microsoft Office, que nos permite la particularidad de realizar el análisis de datos pero no es capaz de analizar todos los datos que necesitamos, se queda corto. Por este motivo y tras la investigación de varios programas se encuentra el programa OriginPro que es igual que Excel, una hoja de cálculo, pero que es capaz de almacenar y analizar millones de datos.

5.6.1.- LMG Control

La versión de este programa que utilizamos es LMG Control 2.06. Con este software especializado y específico para el uso correcto del vatímetro, podemos controlar el vatímetro, forma de medir, frecuencia de medida y modos de medida. Además podemos controlar la frecuencia en tiempo real de las medidas que tomamos desde los 100ns.

También podemos elegir el modo de funcionamiento y podemos medir tensión, corriente, potencia, rendimiento, factores de potencia, irradiancia....

La forma de utilización de este programa es muy sencilla, desde la pantalla de inicio podemos controlar las mediciones de los datos, podemos observar y realizar la configuración de las tablas de las mediciones, controlar los armónicos y representar las gráficas de las medidas entre otras funciones.

A continuación se adjunta una imagen de la pantalla de inicio del programa a partir de la cual seleccionamos la función del vatímetro que queremos realizar.

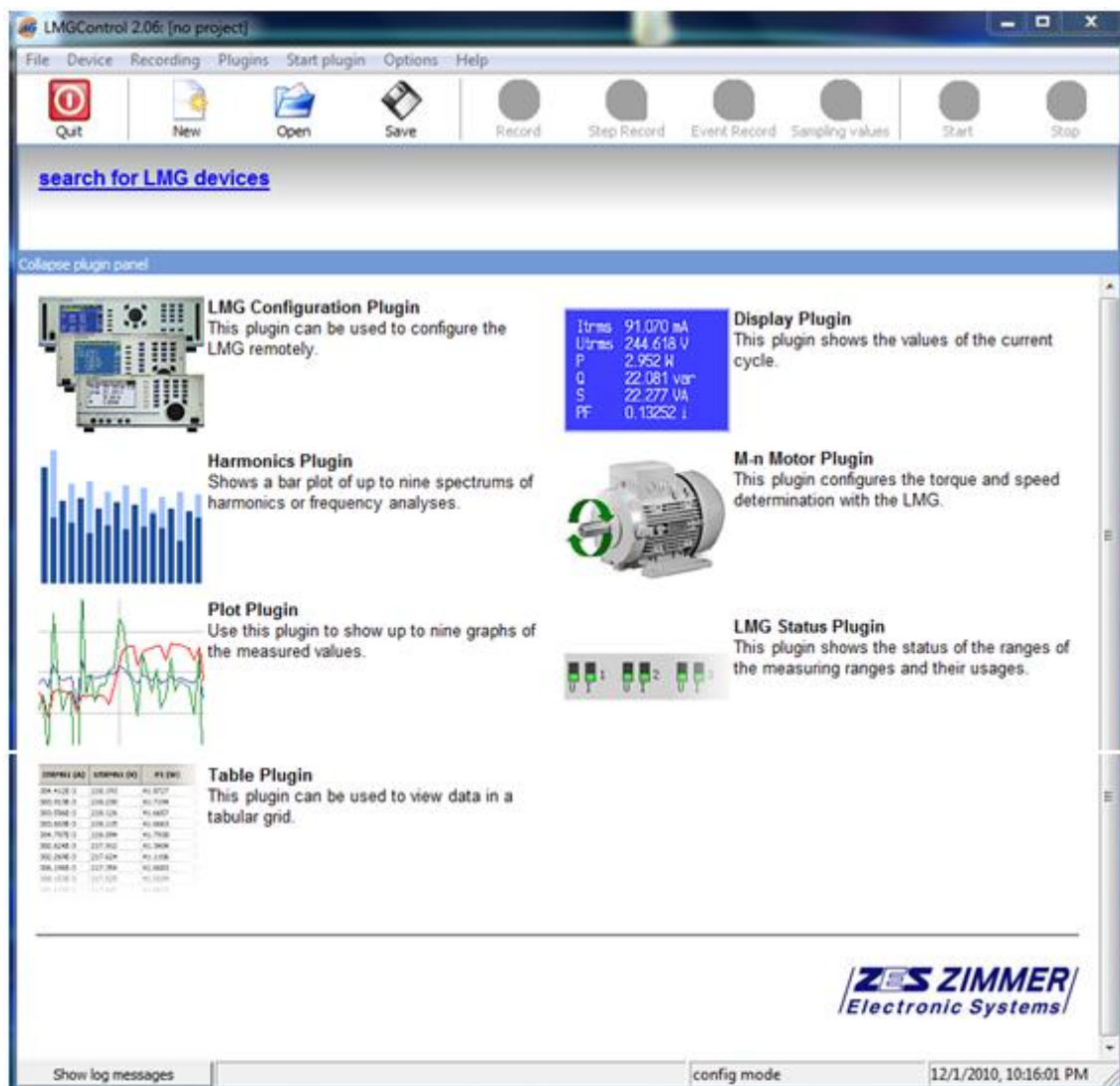


Figura 66.- Imagen de la Pantalla de Inicio del Programa LMG Control.

Una vez que hemos obtenido las medidas de la instalación lo que hacemos es exportar los datos a otros programas para analizarlos. En nuestro caso transformamos los datos del vatímetro que tienen una extensión .csv al del programa de análisis. Tal y como se indicó anteriormente lo primero que se hizo fue intentar tratar las medidas con Excel pero como las medidas son durante las 24 horas del día y varios días a la semana, este programa no es capaz de tratar tantos datos y por eso se estudiarán y se analizarán con el programa OriginPro.

5.6.2.- OriginPro

El estudio lo realizamos con la versión 8.0 de este programa aunque comenzamos utilizando la versión 7.0 pero por caducidad de licencia tuvimos que utilizar la versión siguiente.

A continuación se adjunta una imagen del programa OriginPro 8.0 con las tablas de las medidas de la instalación. A partir de las mismas representaremos estos datos y realizaremos el estudio de las gráficas obtenidas.

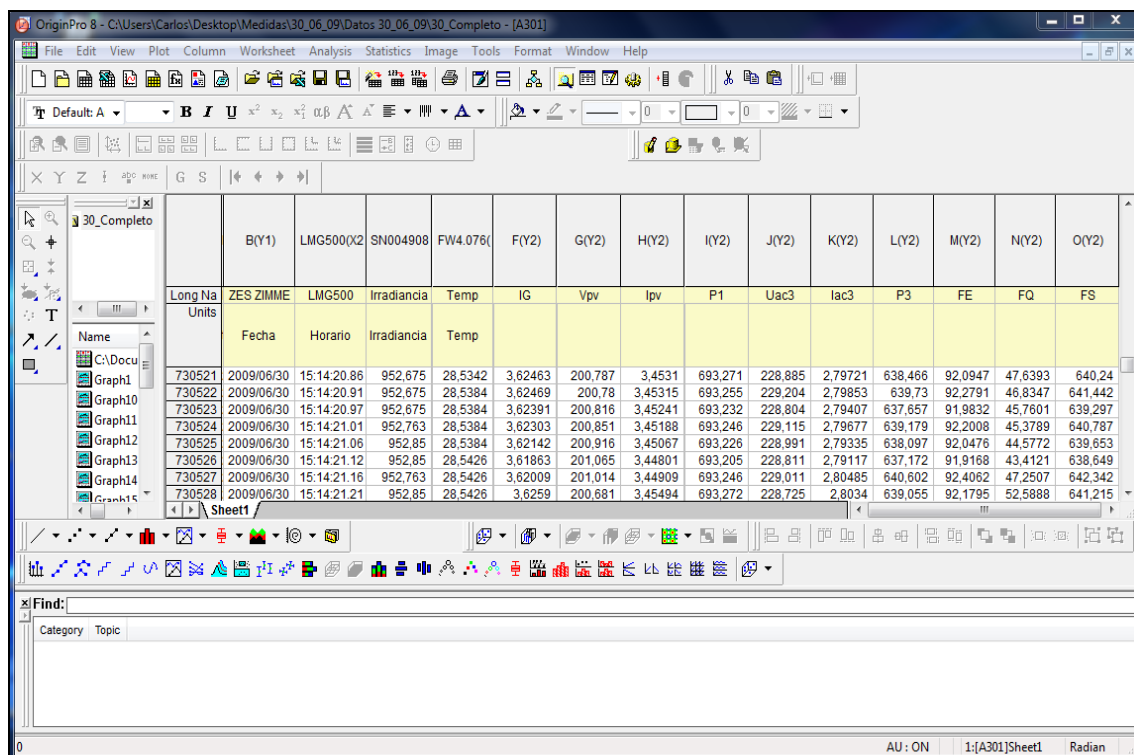


Figura 67.- Imagen de la Pantalla OriginPro 8.0 para el Estudio de los Datos.

Este tipo de software es una hoja de cálculo como es Excel pero con la diferencia de que es capaz de analizar millones de datos. Su utilización es similar también a la de Excel, pudiendo hacer operaciones y combinación de columnas, exportar e importar datos, realizar análisis detallado de todo tipo, estadísticas y análisis de gráficas (gráficas de barras, gráficos de secciones, gráficas logarítmicas, gráficas en dos y tres dimensiones para uno o varios parámetros entre otras gráficas).

En nuestro estudio las más utilizadas han sido las gráficas de una o varias variables en función del tiempo. Una novedad que nos ofrece este programa es la opción de realizar un estudio particularizado de una zona de la gráfica donde podamos observar, con mayor precisión, alguna anomalía de la misma.

A continuación se adjuntan dos ejemplos, uno de cada tipo de gráfica, que nos permite este programa y que utilizaremos en nuestro estudio en el siguiente capítulo. En la primera gráfica (Figura 68) podemos observar la comparativa de dos de los parámetros que estudiaremos (Irradiancia–Tensión) enfrentados cada uno en su escala correspondiente. En la segunda gráfica (Figura 69) podemos observar el estudio específico (Zoom) de una zona importante de los dos parámetros anteriores. En este caso se ha seleccionado el punto de máxima potencia cuando lo alcanzan ambos parámetros, para comprobar su comportamiento.

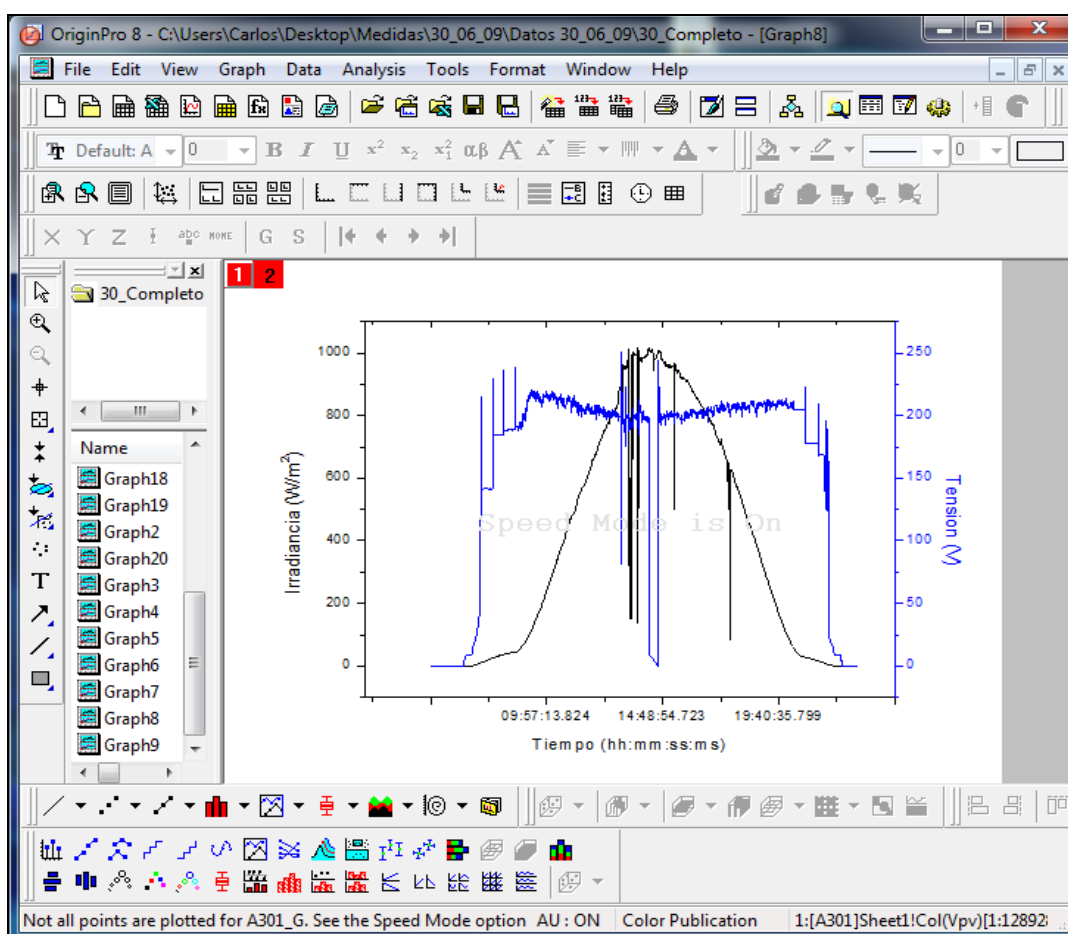


Figura 68.- Ejemplo de Gráfica comparativa entre Irradiancia y Tensión en función del Tiempo.

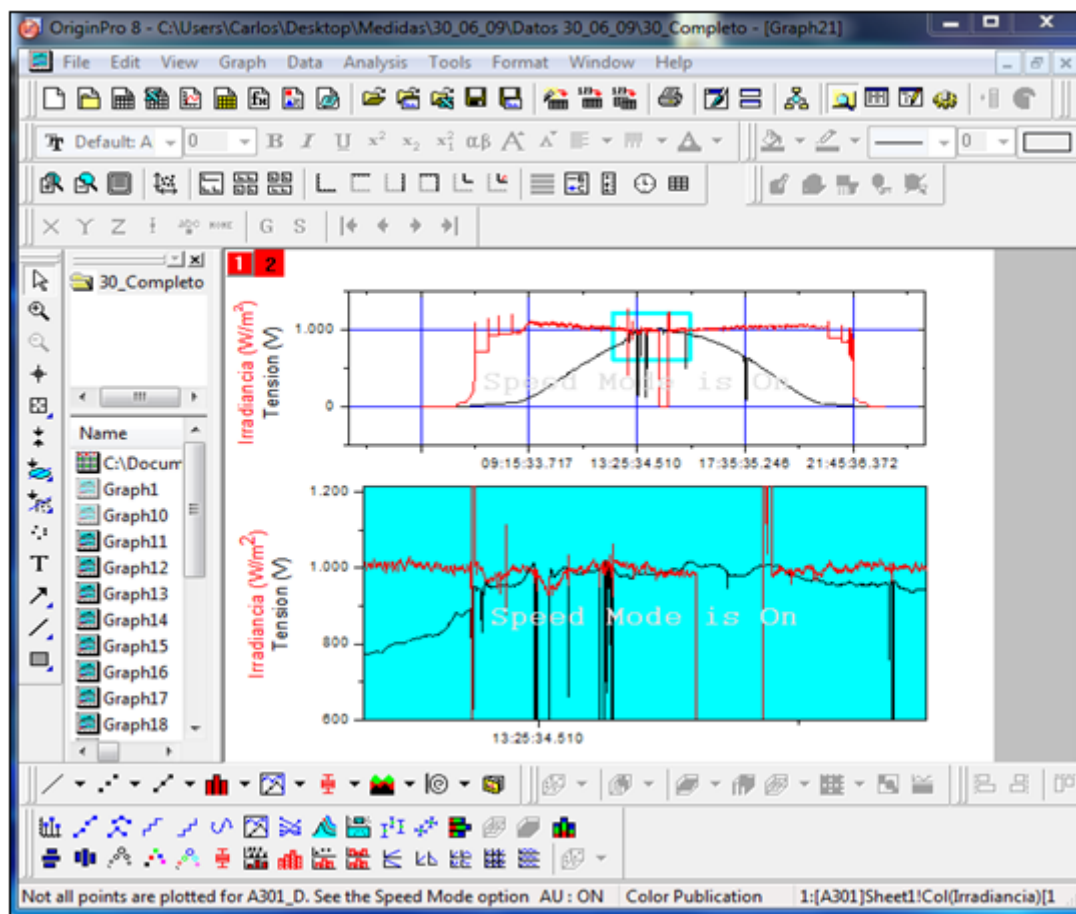


Figura 69.- Ejemplo de Gráfica donde particularizamos el Punto de Máxima Potencia de la Gráfica comparativa Tensión-Irradiancia.

Capítulo 6.-

RESULTADOS EXPERIMENTALES

6.- RESULTADOS EXPERIMENTALES

6.1.- Introducción

Un sistema fotovoltaico conectado a red necesita un convertidor de tensión que en nuestra instalación es un inversor monofásico, en puente completo y con modulación PWM. En el mercado existen numerosos modelos y en este capítulo se analizarán los disponibles en el Departamento de Tecnología Electrónica, proporcionados por la Universidad Carlos III.

En este capítulo se pretende realizar el estudio de los parámetros que proporciona el inversor, haciendo hincapié en la comparativa de dichos parámetros con la medida de la irradiancia que nos proporciona la célula calibrada. En este estudio no se incluye ni el seguimiento de máxima potencia ni los posibles armónicos que el inversor incluye en la red.

El período del año en el que se han realizado las mediciones es verano. En esta época la irradiancia solar es la máxima posible, lo que favorece a la potencia entregada a la red, pero se ha de tener en cuenta que la temperatura es también la máxima, un factor que hace disminuir la potencia. Por tanto, las condiciones en las que se han realizado las mediciones son óptimas para el estudio de la instalación en general y del inversor en particular.

La tensión de salida de los inversores es muy peligrosa, por este motivo se han colocado los interruptores pertinentes tanto a la salida como a la entrada de los mismos para así evitar posibles peligros. Las medidas con los inversores se han realizado en períodos alternos, primero con el inversor StecaGrid 300 y posteriormente con el inversor Sunny Boy 1100.

A la hora de tomar las medidas para el estudio lo que se hace es dejar el vatímetro midiendo las 24 horas del día para comprobar que tanto el funcionamiento como el comportamiento del inversor en todo momento son correctos.

Posteriormente, el software LMG Control nos permite concentrar el estudio de los datos entre las horas que nos interesan, en nuestro caso desde las 05:00h de la mañana hasta las 23:00h de la noche, ya que durante la noche los datos no nos sirven de referencia para el análisis y sólo sirven para comprobar que la instalación mide correctamente y que no se ha producido error alguno.

Por último cabe destacar que los inversores escogidos son, atendiendo a su protección galvánica de dos tipos: el inversor StecaGrid 300 carece de protección galvánica mientras que el inversor Sunny Boy 1100 posee transformador de baja frecuencia. Según el tipo de protección el rendimiento de los inversores variará en torno a un 2%. Los datos concernientes a los inversores están incluidos en el capítulo anterior y sus características eléctricas en el Capítulo 9 (Anexos).

6.2.- StecaGrid 300

En primer lugar se van a mostrar las gráficas que definen el inversor StecaGrid 300, teniendo en cuenta que la potencia de este inversor es de 300W. Para realizar las medidas de este inversor se han conectado a este dispositivo dos de los seis paneles en serie, lo que hace un total de 380W de potencia máxima de entrada (la potencia máxima de cada placa es de 190W). Lo que buscamos en el estudio de este inversor es ver el comportamiento del mismo y la relación con la irradiancia.

6.2.1.- Operación en Sobrepotencia

La relación óptima entre potencia del generador y potencia de inversor ha sido ampliamente analizada, recomendándose una mayor potencia nominal de generador fotovoltaico respecto de la potencia nominal del inversor.

Ello es debido a que la potencia nominal de los generadores fotovoltaicos se refiere a unas condiciones estándar de medida de 1000W/m^2 de irradiancia incidente normal y 25°C de temperatura de célula. Estas condiciones nominales raras veces se alcanzan en operación real.

Por ejemplo, la temperatura de operación de un módulo fotovoltaico cuando incide una irradiancia de 800W/m^2 es del orden de 23°C sobre la temperatura ambiente (este valor se ve afectado además por la velocidad del viento y por las condiciones de instalación del módulo).

Las pérdidas de potencia con el aumento de temperatura del módulo pueden estimarse de modo general como un 4% por cada 10°C de incremento de la temperatura. Todo ello hace que los inversores fotovoltaicos de conexión a red deban estar protegidos para operar si la potencia del generador fotovoltaico supera la potencia nominal del inversor. Algunos inversores mantienen un valor predefinido el valor máximo de la potencia DC de entrada, saliéndose para ello de la operación en el punto de máxima potencia. Este control puede ser efectuado mediante el proceso de vigilancia para que la temperatura del puente inversor, la corriente o la potencia de trabajo, no superen determinados valores.

En la Figura 72 se muestra la potencia DC de entrada al inversor StecaGrid 300, donde se ve claramente el comportamiento de dicho inversor en la operación de sobrepotencia.

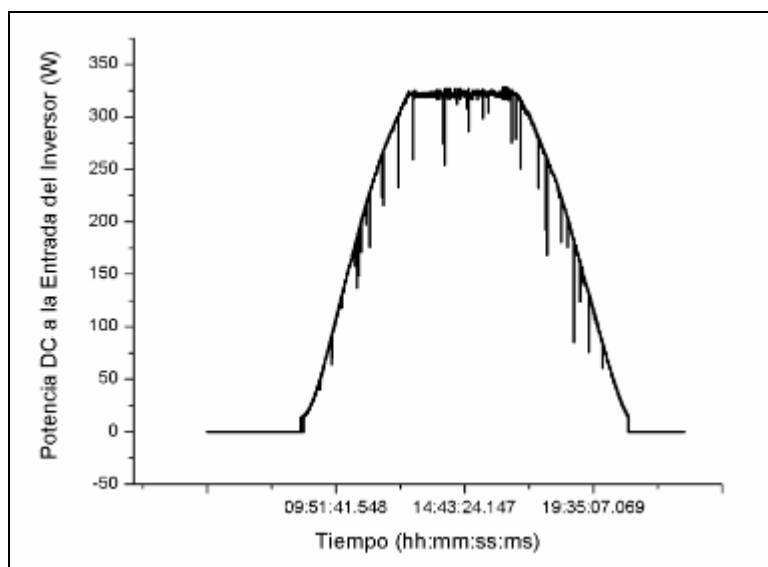


Figura 70.- Imagen de la Potencia a la Entrada del Inversor StecaGrid 300 en Operación de Sobrepotencia.

En esta gráfica (Figura 70) se puede observar como a partir de sobrepasar el valor de potencia máxima de entrada indicada por el fabricante, 320W (Hoja de Características en Anexos), la potencia que se inyecta a la red pasa a ser constante y de ese mismo valor. Evidentemente el inversor está protegido frente a sobrepotencia, es por esto por lo que no permite que se llegue al punto de máxima potencia.

Al no tener medidas del punto de máxima potencia a la salida del generador fotovoltaico se incluye una gráfica representativa, (Figura 71) cuya fuente es el CIEMAT, donde se observa la comparación entre la potencia de entrada del inversor y la potencia del punto de máxima potencia del generador.

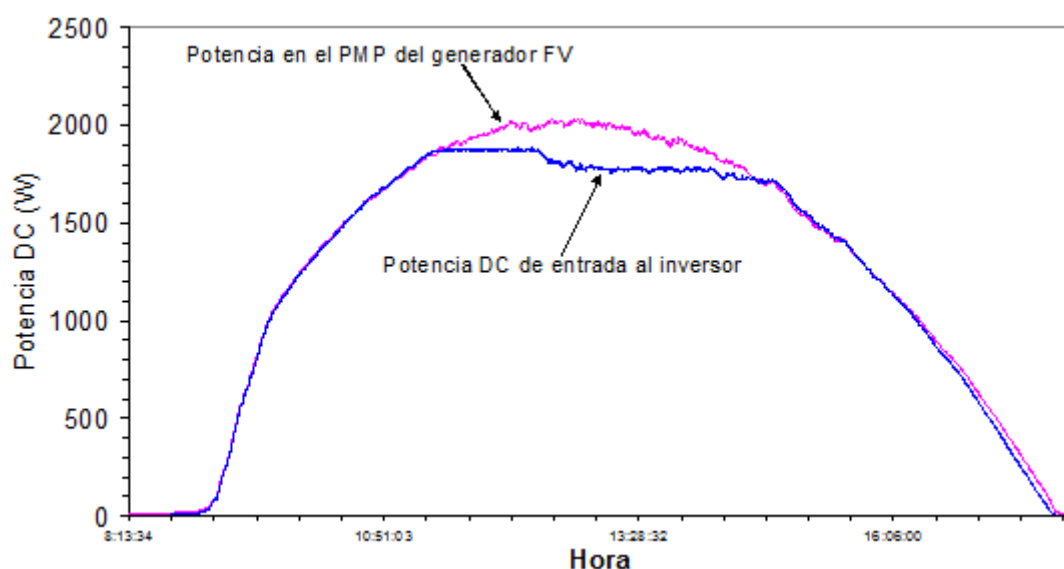


Figura 71.- Potencia en el Punto de Máxima Potencia del Generador Fotovoltaico y Potencia a la entrada del Inversor en Operación en Sobrepotencia

En esta figura, observamos como el valor de la potencia del generador fotovoltaico, cuando alcanza los valores máximos, dista de la registrada por el inversor fotovoltaico en un 10%. Evidentemente, no se debe abusar de la operación en sobrepotencia, ya que, para que el rendimiento del inversor sea el máximo posible debe estar trabajando en torno al punto de máxima potencia.

6.2.2.- Caracterización del Inversor

Para la caracterización del inversor StecaGrid 300 lo que hacemos es realizar el estudio del comportamiento del mismo a partir de la representación de las medidas obtenidas. Para poder comparar las gráficas todas juntas, se multiplican los datos tanto de la gráfica de la temperatura como la de la tensión, por una constante para así representarlos en una misma escala. Esto facilitará la comparación de las gráficas de los datos medidos.

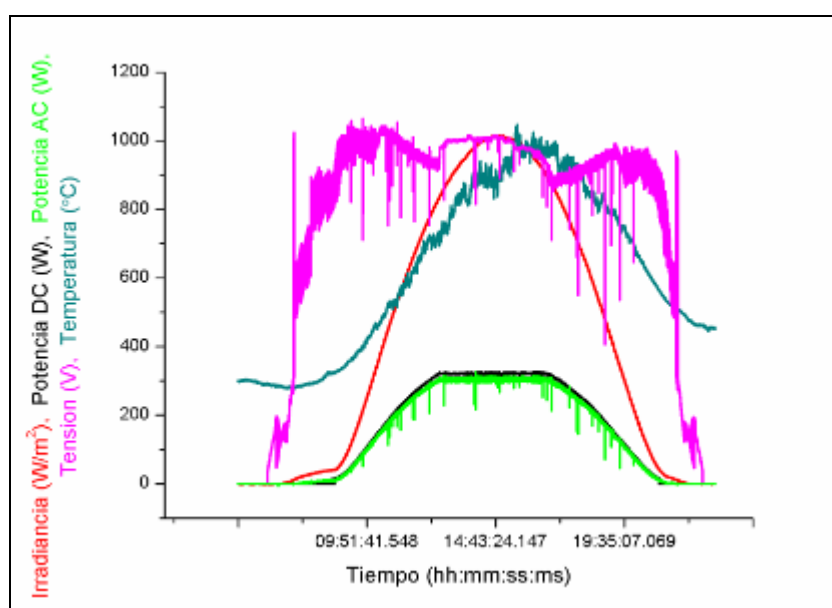


Imagen 72.- Representación de los Datos Medidos: Irradiancia, Potencia DC, Potencia AC, Tensión y Temperatura del Inversor StecaGrid 300.

Para que un inversor funcione al máximo de sus posibilidades y cumpla los niveles de eficacia ha de trabajar en torno al punto de máxima potencia. La mayoría de los inversores cuentan con un microprocesador que realiza un algoritmo de seguimiento de máxima potencia. La función final de dicho algoritmo es modificar los valores de tensión y corriente para que el inversor trabaje siempre en el punto de máxima potencia.

En ocasiones, durante determinados momentos del día como el amanecer y el atardecer, cuando el inversor trabaja a bajos niveles de potencia, el algoritmo presenta dificultades en la determinación del valor óptimo de la tensión DC de operación. Es en estos períodos donde se podrían mejorar las condiciones del inversor.

La forma de mejorar este comportamiento sería mediante una limitación de la amplia ventana de tensión del seguimiento de máxima potencia, programada por defecto en el software interno del inversor acotando los valores de tensión DC de operación a unos valores que se adecuen mejor al posible rango de variación del generador fotovoltaico utilizado. Esta conclusión la dieron a conocer Miguel Alonso Abella y F. Chenlo, del CIEMAT, en un ensayo sobre inversores fotovoltaicos conectados a red. A continuación se adjunta una gráfica facilitada por el CIEMAT donde podemos comprobar la conclusión anteriormente citada.

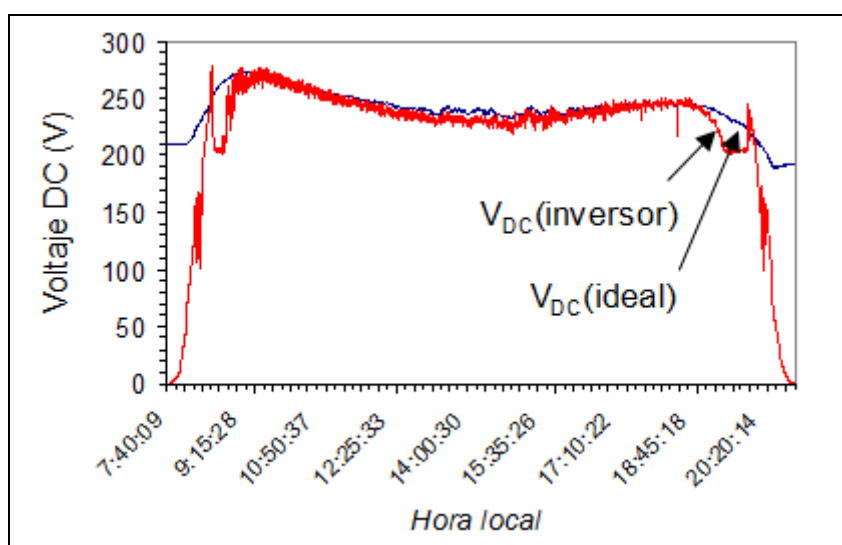


Figura 73.- Imagen de la variación de tensión DC de operación de un Inversor Fotovoltaico de Conexión a Red en el transcurso de un día. Se presenta también el valor óptimo de tensión DC correspondiente con la tensión del Punto de Máxima Potencia en el Generador Fotovoltaico. Fuente CIEMAT.

A continuación se muestra una gráfica donde podemos comprobar cómo se comporta la tensión a la entrada del inversor. Si observamos el comportamiento y lo comparamos con la gráfica anterior del estudio de CIEMAT (Figura 73) vemos cómo se comporta de manera similar. Además podemos sacar una conclusión y es que en los períodos del amanecer y del anochecer la tensión comienza a tomar valores más inestables. Para observarlo lo que hacemos es incluir una imagen Zoom del comportamiento al anochecer de dicha tensión.

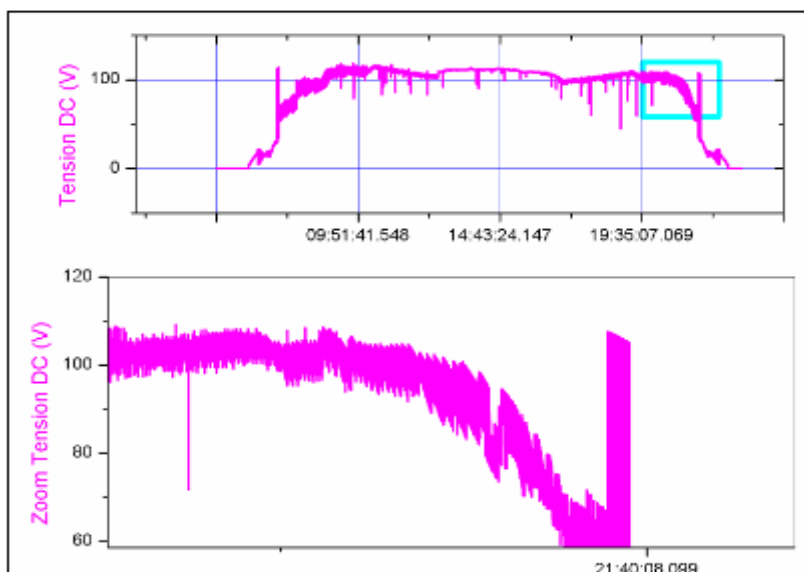


Figura 74.- Imagen Ampliada del Comportamiento de la Tensión de Entrada del Inversor al anochecer del Inversor StecaGrid 300.

Además atendiendo al estudio de la tensión se incluye una gráfica comparativa entre la tensión de entrada y la potencia AC del inversor. En esta comparativa se puede observar como en los períodos del amanecer y del anochecer donde comienza a aumentar y a disminuir respectivamente la potencia, la tensión sufre variaciones y se observan picos de tensión. Comprobamos cómo según disminuye la potencia, los valores de tensión DC son más inestables.

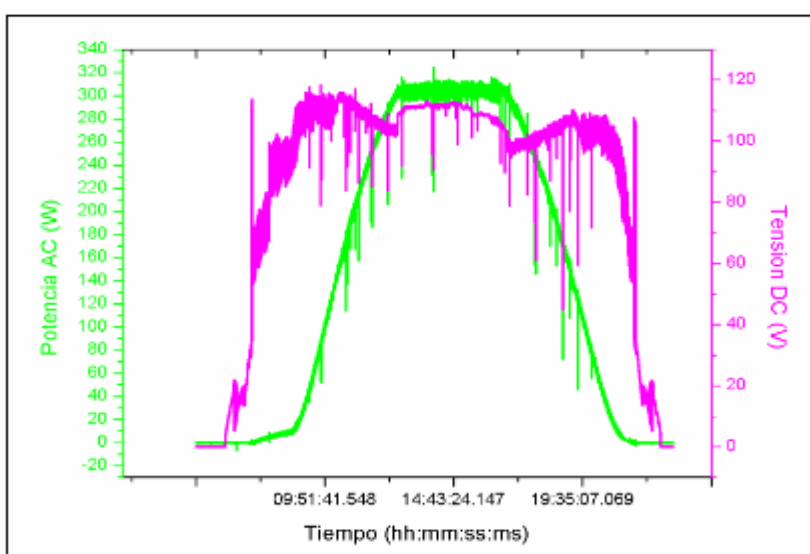


Figura 75.- Imagen Comparativa entre la Potencia AC de salida y la Tensión DC de entrada del Inversor StecaGrid 300.

Otra característica del inversor interesante que podemos estudiar a partir de las gráficas, es el rendimiento. El rendimiento energético, es la relación entre la potencia de entrada al inversor (DC) y la potencia de salida del mismo (AC). Según el ensayo del CIEMAT, se esperaban, para este inversor, unos valores de rendimiento alrededor del 95%. La imagen siguiente corresponde al día 21 de Junio, un día caluroso y no especialmente soleado en el cual la temperatura media esta entorno a los 27.36°C con un máximo de 33°C.

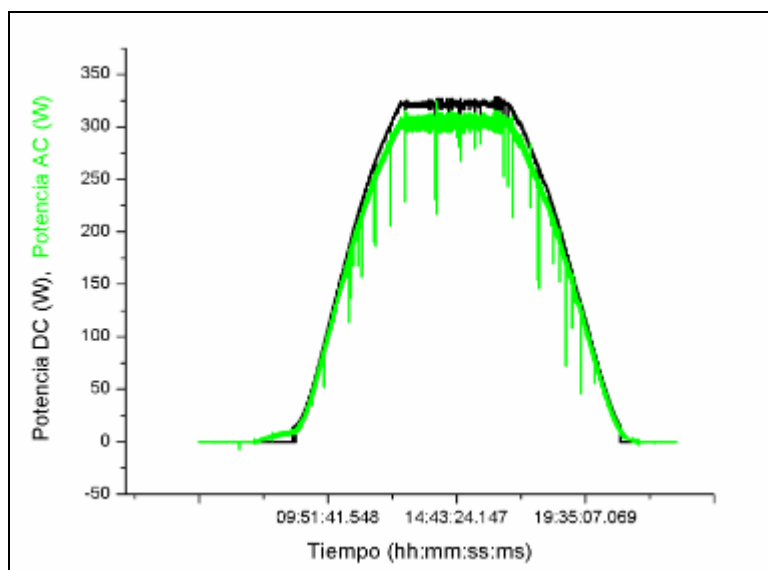


Figura 76.- Imagen Comparativa entre la Potencia de Entrada (DC) y la Potencia de Salida (AC) del Inversor StecaGrid 300.

Se puede decir que la conversión que realiza el inversor es bastante aceptable, y que el valor del rendimiento medio del inversor está cercano al 95%. Para realizar la comprobación tomamos dos valores de potencias en los cuales la irradiancia va a estar en el punto más alto. Para un valor de potencia DC máximo por encima del límite de sobrepotencia (320W) que se produce a las 14:49:19:18 y que es de 323.144W, el valor correspondiente de potencia AC es de 300.556W, lo que provoca un rendimiento en tanto por ciento de 93%, un rendimiento malo. Sin embargo si tomamos un valor cercano al valor de sobrepotencia pero sin superarlo como el siguiente, tomado a las 14:43:58:34 con potencia DC 319.723W y potencia AC de 308.657W, nos proporciona un rendimiento máximo del inversor en tanto por ciento de 96.54%, un rendimiento muy bueno.

Como conclusión podemos decir que cuando la potencia en DC supera el valor de sobrepotencia, la potencia AC disminuye en exceso y esto provoca una reducción en el rendimiento del inversor. Sin embargo cuando la potencia DC se aproxima al valor en sobrepotencia pero no lo supera la potencia AC es mayor y el rendimiento máximo.

No obstante en el estudio durante el día si observamos un dato de potencia alejado del punto de sobrepotencia tomado a las 12:23:59.44, la potencia DC es de 311.909W y la potencia AC que obtenemos es de 295.573W lo que provoca un rendimiento en tanto por ciento de 94.76%. Como se puede observar el valor del rendimiento, a una hora cualquiera, es cercano al 95% tal y como se indico en el estudio del CIEMAT, es por esto por lo que se indica que el rendimiento medio del inversor es del 95%, un rendimiento interesante por parte de nuestro inversor.

6.2.3.- Estudio de la Irradiancia

Para completar el estudio del inversor StecaGrid 300 utilizamos la célula calibrada de la irradiancia. La irradiancia, como se indicó en el capítulo anterior, nos permite controlar la radiación que reciben nuestros paneles y a partir del inversor compararlo con el resto de parámetros del estudio. A continuación se adjunta una gráfica donde se observa durante todo un día el comportamiento de la irradiancia.

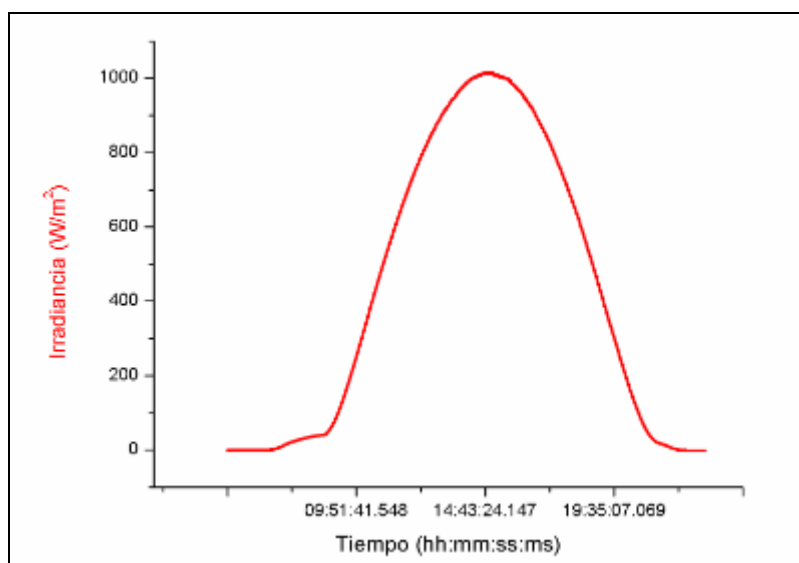


Figura 77.- Imagen del Comportamiento de la Irradiancia para el Inversor StecaGrid 300.

Además de comprobar la radiación solar que reciben los paneles, la célula de la irradiancia también nos permite comprobar en qué momento se cumplen las condiciones estándar de los paneles. Como se vio en los capítulos anteriores las condiciones estándar se obtienen para una irradiancia de 1000W/m^2 y una temperatura de 25°C . Estas condiciones son ideales y en nuestro caso que es una instalación real, no se cumplen.

Por ejemplo cuando se consigue el valor de la irradiancia estándar, es a las 14:14:15:07 donde el valor es de 1000.04W/m^2 pero la temperatura es de 28.9837°C . En este caso la potencia a la entrada del inversor es de 319.258W y la potencia a la salida es de 308.625W . Estos datos nos indican que cuando el valor de la irradiancia es estándar el rendimiento del inversor es máximo y de valor 96.67% .

Sin embargo hay otro caso en el que la irradiancia tiene el valor máximo de todo el estudio. Este valor se produce a las 14:52:25:55 donde la irradiancia es de 1015.22W/m^2 a una temperatura de 29.7399°C . En este caso la potencia de entrada del inversor es de 318.974W y la potencia de salida es de 304.635W lo que provoca un rendimiento de 95.5% .

Otro parámetro que podemos observar es la temperatura. Para una temperatura estándar de 25.0052°C , que se produce a las 12:57:43:41, la irradiancia es de 884.988W/m^2 . En este caso la potencia a la entrada del inversor es de 319.898W mientras que la potencia a la salida es de 307.177W . A partir de estos datos podemos decir que el rendimiento para este caso es máximo y de un valor 96.02% .

Otro ejemplo para el estudio de la temperatura es cuando la temperatura es máxima, momento que ocurre a las 15:24:48:66, donde el valor de la temperatura es de 32.7312°C y el valor de la irradiancia es de 1002.66W/m^2 . En este caso la potencia de entrada del inversor es de 325.389W y la potencia de salida es de 305.169W . El rendimiento en este caso es del 95.39% .

A continuación se adjunta una gráfica comparativa en la cual nos podemos apoyar para sacar conclusiones del comportamiento irradiancia-temperatura, además de interpretar los datos anteriormente mencionados.

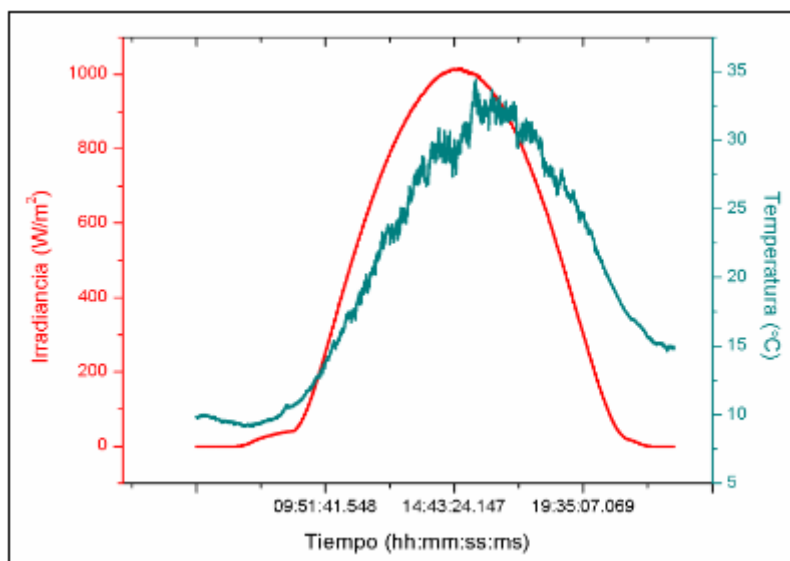


Figura 78.- Imagen Comparativa entre la Irradiancia y la Temperatura para el Inversor StecaGrid 300.

Si observamos la gráfica comparativa, podemos comprobar cómo las gráficas son independientes, puesto que el punto de máxima irradiancia no coincide con el punto de máxima temperatura.

Analizando los datos numéricos obtenidos de las mediciones realizadas, podemos confirmar que la conclusión que obtenemos de la gráfica es correcta porque comprobando cuando se produce la máxima irradiancia no coincide con el máximo de temperatura, lo que nos lleva a pensar que la única relación que une a ambos parámetros es que aumentan desde el amanecer hasta el mediodía y disminuyen desde ese momento hasta el anochecer, ésta es la única similitud que existe entre ambos parámetros.

Por otra parte, comprobando las medidas podemos observar que en ningún momento se cumplen a la vez las condiciones estándar de irradiancia (1000W/m^2) y de temperatura (25°C). Sin embargo por separado sí llegamos a estas condiciones a determinadas horas, y comprobando el resto de parámetros (potencia a la entrada y salida del inversor), en esos momentos podemos concluir, que cuando nos encontramos en los valores estándar, el rendimiento del inversor aumenta llegando a obtener un rendimiento máximo del mismo, mientras que para los otros valores obtenemos el rendimiento medio.

Además de la temperatura y como se han visto en apartados anteriores hay otros parámetros, como la tensión y la potencia, que son interesantes en su comparación con la irradiancia.

En la gráfica siguiente se muestra la evolución de la tensión del generador fotovoltaico y la irradiancia para un día completo. Como se puede observar, la tensión no es más o menos constante hasta un determinado valor de irradiancia, aproximadamente unos 200W/m^2 . Luego, dicho valor permanece más o menos constante a lo largo del día hasta el anochecer. Comprobando en la gráfica el punto donde el valor de tensión se hace más constante, coincide con el horario donde la irradiancia es máxima.

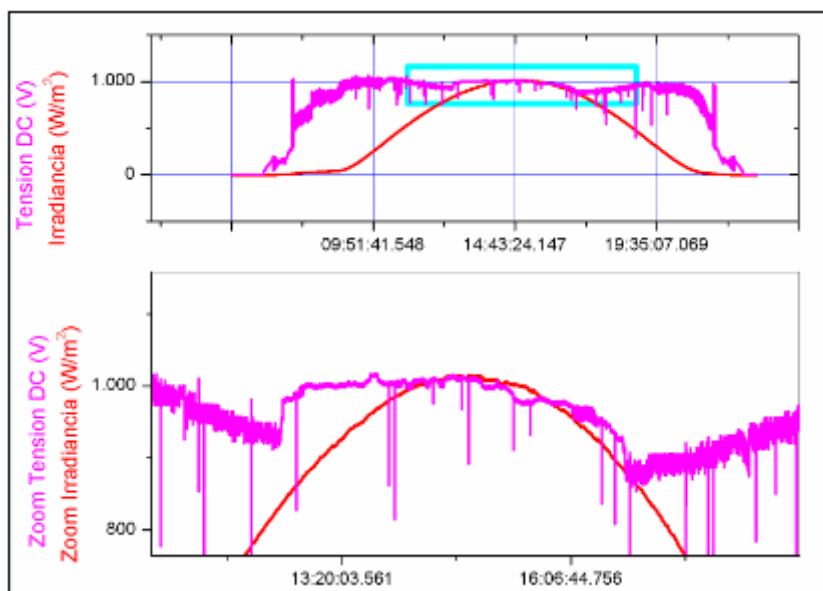


Figura 79.- Imagen Comparativa Ampliada del Comportamiento entre el Punto de Máxima Irradiancia y de la Tensión de Entrada del Inversor StecaGrid 300.

Además dentro de este mismo estudio de la tensión y la irradiancia, se adjunta una gráfica donde se observa el comportamiento de ambos parámetros en un período de tiempo determinado como son los tramos del amanecer y del anochecer.

Al amanecer (Figura de la izquierda) (Figura 80) hay un período de transición oscilante, que dura unos minutos, hasta que se establece una tensión más o menos constante, que supuestamente es la tensión del punto de máxima potencia del generador.

De la misma manera si observamos el comportamiento al anochecer (Figura de la derecha) (Figura 80) podemos comprobar cómo se muestra el proceso de desconexión durante el cual se producen una serie de oscilaciones hasta que definitivamente el inversor deja de funcionar.

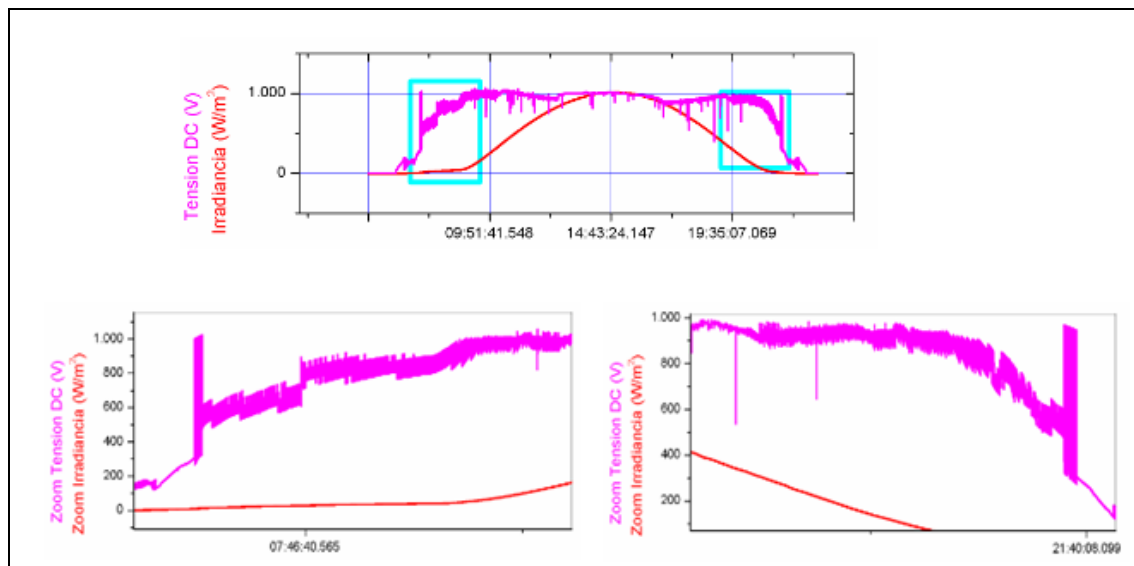


Figura 80.- Imagen Comparativa Ampliada del Comportamiento entre la Irradiancia y la Tensión de Entrada del Inversor StecaGrid 300. Imagen de la izquierda Zoom del Comportamiento al amanecer e Imagen de la derecha Zoom del Comportamiento al anochecer.

Para finalizar el estudio de la irradiancia para el inversor StecaGrid 300, se realiza una comparativa entre la irradiancia y la potencia.

Si observamos la gráfica siguiente (Figura 81) podemos comprobar cómo ambas gráficas irradiancia-potencia son prácticamente proporcionales a excepción del detalle de que la potencia no llega a alcanzar el punto de máxima potencia. Esta proporcionalidad es debida a que la célula calibrada produce una corriente eléctrica proporcional a la irradiancia (G) incidente. Esa corriente es similar a la del generador y como la potencia es el producto de la tensión por la corriente, podemos concluir que ambas gráficas son proporcionales tal y como se comprueba en el siguiente desarrollo:

$$\begin{aligned}
 I &\approx K_1 \cdot G \\
 V &\approx K_2 \\
 \Rightarrow P = I \cdot V &= K_1 \cdot K_2 \cdot G \Rightarrow \boxed{P = K \cdot G}
 \end{aligned}$$

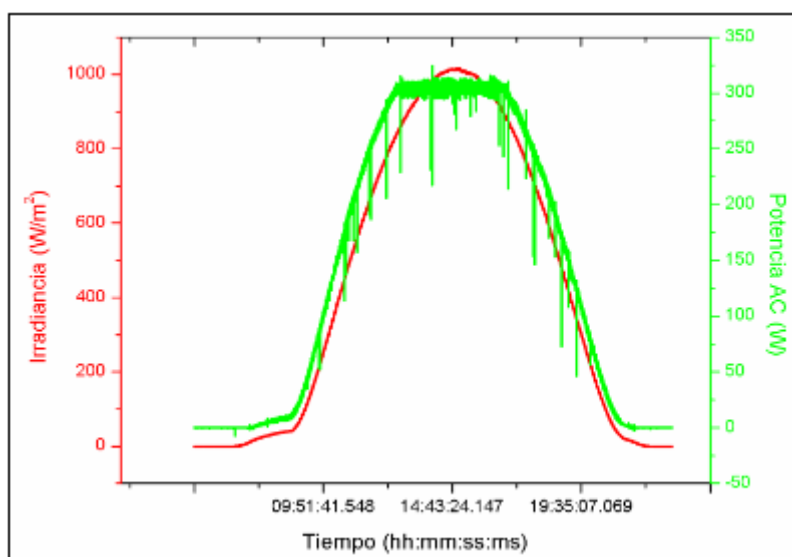


Figura 81.- Imagen Comparativa entre la Irradiancia y la Potencia de Salida del Inversor StecaGrid 300.

6.3.- Sunny Boy 1100

En este apartado se van a mostrar las gráficas que definen el inversor Sunny Boy 1100 (SB1100) y la comparativa de estas gráficas con el resultado de la irradiancia, teniendo en cuenta que la potencia máxima del inversor es de 1100W. Para este estudio, el número de paneles en serie conectados al inversor es de cuatro, lo que como máximo alcanzará una potencia total de 760W (190W potencia máxima por cada panel) de potencia DC de entrada.

6.3.1.- Operación en Sobrepotencia

Tal y como se pudo ver en el estudio en sobrepotencia del inversor StecaGrid, se recomienda que la potencia del generador sea mayor que la potencia nominal del inversor. En este caso para el inversor SB1100, el máximo de potencia es de 1100W y con los cuatro paneles llegamos a 760W por esto no llegará al estado de sobrepotencia.

Al igual que ocurría con el inversor StecaGrid 300, el inversor SunnyBoy 1100 contiene un software interno que mantiene al inversor trabajando en torno al punto de máxima potencia.

A continuación se adjunta una gráfica en la que podemos ver como el inversor Sunny Boy 1100 no llega al estado de sobrepotencia (potencia máxima 700W) como ocurría con el StecaGrid que recortaba la gráfica, y permite llegar al punto de máxima potencia tal y como se puede comprobar en la grafica (Figura 82).

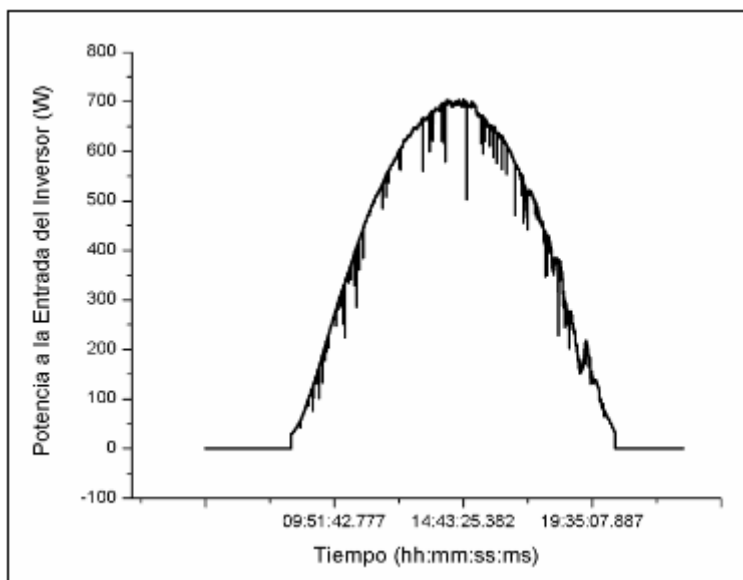


Figura 82.- Imagen de la Potencia a la Entrada del Inversor Sunny Boy 1100 en Operación de Sobrepotencia.

Como podemos comprobar en la gráfica, hay unos picos que se salen de la tendencia de la curva. Estas pequeñas anomalías son debidas, fundamentalmente a la presencia de nubes intermitentes, o hasta incluso, a la presencia de algún ave que provoca alguna sombra.

6.3.2.- Caracterizacion del Inversor

Al igual que se realizó la caracterización del inversor StecaGrid mediante la representación de las medidas, con el inversor Sunny Boy 1100 se va a estudiar de la misma manera. A continuación se adjunta una imagen donde podemos comprobar los diferentes parámetros a estudiar representados en la misma escala. Para ello multiplicamos la tensión y la temperatura por una constante.

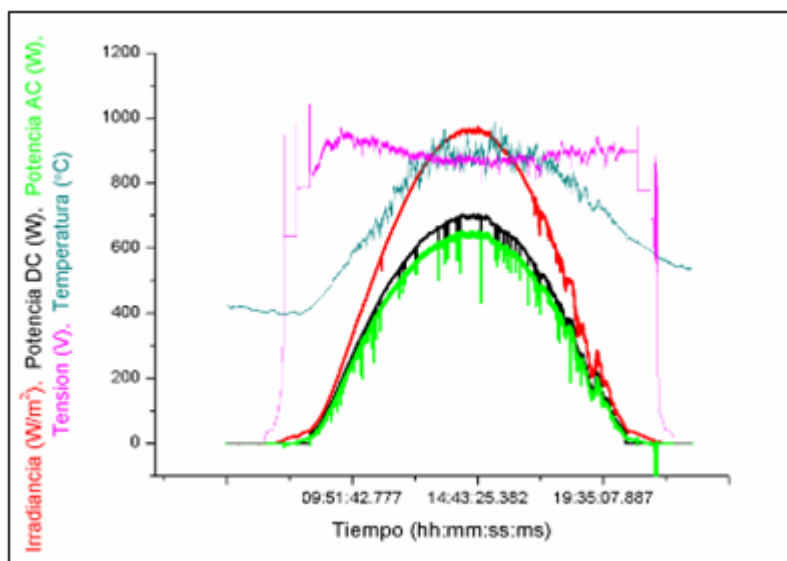


Figura 83.- Representación de los Datos Medidos: Irradiancia, Potencia DC, Potencia AC, Tensión DC y Temperatura del Inversor Sunny Boy 1100.

En primer lugar vamos a realizar el estudio de la tensión a la entrada del inversor. Como se dijo anteriormente para que un inversor funcione al máximo de sus posibilidades y cumpla los niveles de eficacia ha de trabajar en torno al punto de máxima potencia.

También podemos indicar, que el rendimiento podría mejorarse cuando el inversor trabaja a bajos niveles de potencia, durante las horas del amanecer y del anochecer, en las que el algoritmo del seguimiento de máxima potencia presenta dificultades en la determinación del valor óptimo de la tensión DC de operación.

Seguidamente se incluye una gráfica en la cual podemos observar el comportamiento de la tensión DC, haciendo hincapié en el período del anochecer, donde podemos observar como existe un tramo donde tiene un valor constante hasta llegado un punto del anochecer en el cual vuelven a aparecer variaciones en los umbrales de peor funcionamiento. Si comparamos el comportamiento de las variaciones con las que se producen en el inversor StecaGrid podemos concluir que son menos abruptas, pero se siguen produciendo.

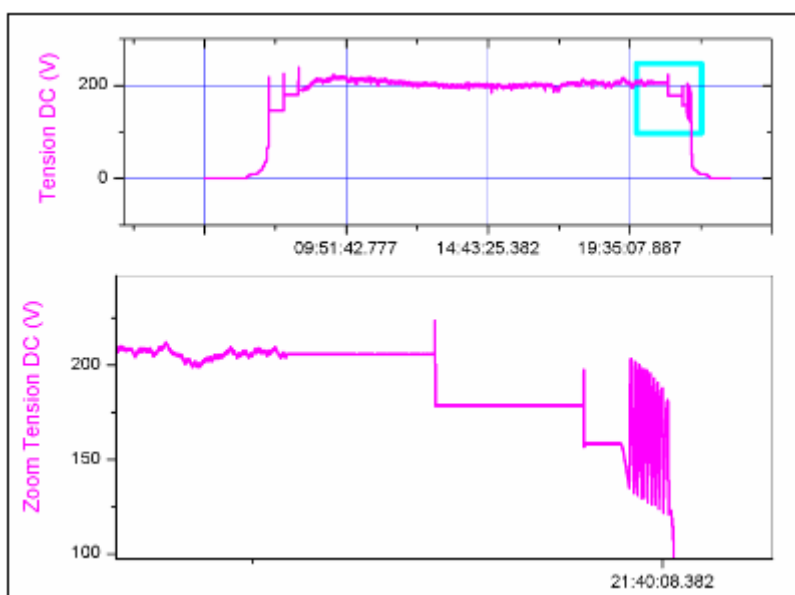


Figura 84.- Imagen Ampliada del Comportamiento de la Tensión de Entrada del Inversor Sunny Boy 1100 al anochecer.

Además atendiendo al estudio de la tensión a la entrada del inversor, se incluye una gráfica comparativa entre la tensión de entrada DC y la potencia de salida AC del inversor. Si observamos la gráfica podemos contemplar, tal y como se concluyó en la gráfica anterior, tanto cuando comienza a aumentar la potencia como cuando comienza a disminuir, los valores de la tensión a la entrada son más inestables. En estos momentos los valores se vuelven más atípicos.

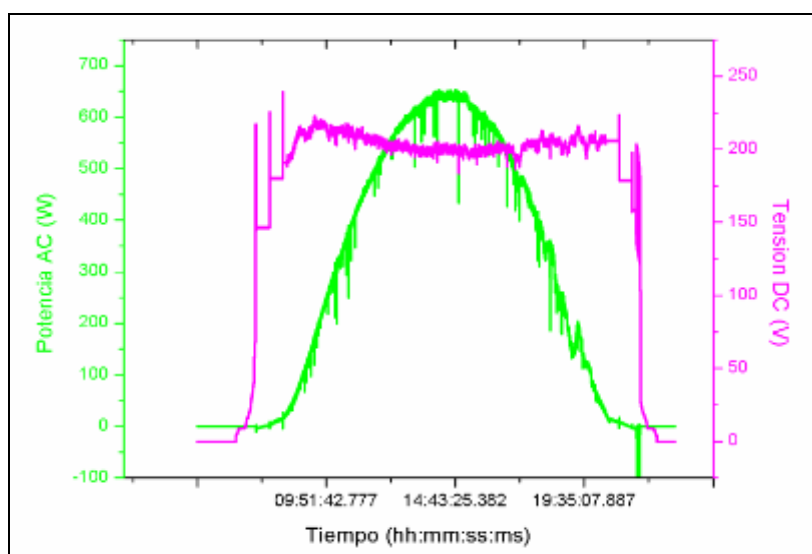


Figura 85.- Imagen Comparativa entre la Potencia AC de Salida y la Tensión DC de Entrada del Inversor Sunny Boy 1100.

Al igual que para el otro inversor, es interesante realizar el estudio de otra de las características más importante a partir de las gráficas, el rendimiento. El rendimiento energético, como se vio anteriormente responde a la relación entre la potencia de entrada (DC) del inversor y la potencia de salida (AC) del mismo.

A diferencia del inversor StecaGrid para este inversor no es necesario realizar varias medidas puesto que en este caso el inversor alcanza el punto de máxima potencia. Para comprobar el máximo valor del rendimiento tomamos valores donde la irradiancia se encuentra en el punto más alto y donde la potencia de entrada del inversor es máxima.

El valor de potencia máximo a la entrada (DC) del inversor se produce a las 14:43:01:88 y es de 703.953W, mientras que el valor de la potencia a la salida (AC) es de 649.045W, lo que nos proporciona un rendimiento en tanto por ciento del 91.81%.

A continuación se adjunta una imagen que representa la relación entre la potencia de entrada y la de salida del inversor correspondiente al día 11 de Julio, un día no especialmente caluroso ni soleado, con una temperatura máxima de 30°C.

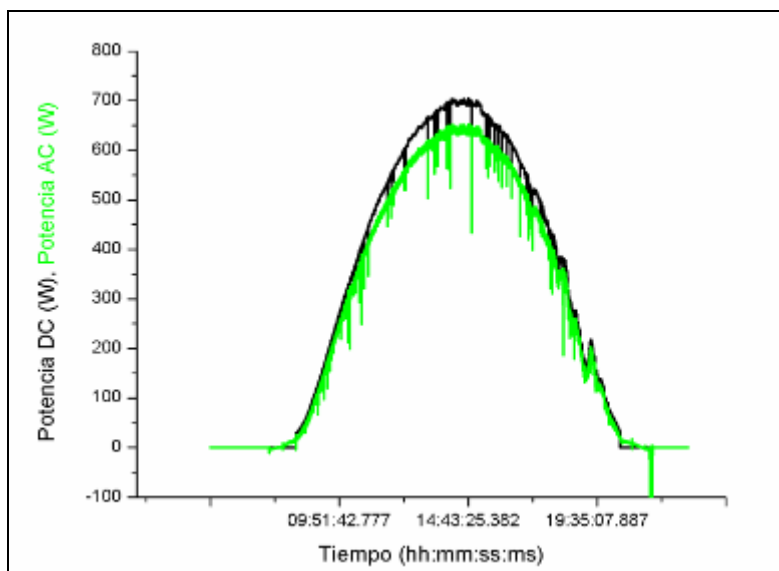


Figura 86.-Imagen Comparativa entre la Potencia de Entrada (DC) y la Potencia de Salida (AC) del Inversor Sunny Boy 1100.

Si observamos un punto que no sea el punto de máxima potencia como por ejemplo los datos tomados a las 11:19:58:65, donde la potencia de entrada del inversor es de 525.481W y la potencia de salida es de 484.337W, lo que provoca un rendimiento del 92.17%.

A partir de los datos estudiados, podemos concluir que en este caso el rendimiento del inversor Sunny Boy 1100 es prácticamente constante y de un valor aproximado del 92%, a diferencia del inversor StecaGrid que tenía un rendimiento variable dependiendo del momento y de los datos que tomamos de referencia.

6.3.3.- Estudio de la Irradiancia

Para completar el estudio del inversor Sunny Boy y tal y como se realizó con el inversor anterior, utilizamos la célula calibrada de la irradiancia para medir la radiación que reciben nuestros paneles. A continuación se adjunta una gráfica donde se observa, durante todo el día el comportamiento de la irradiancia.

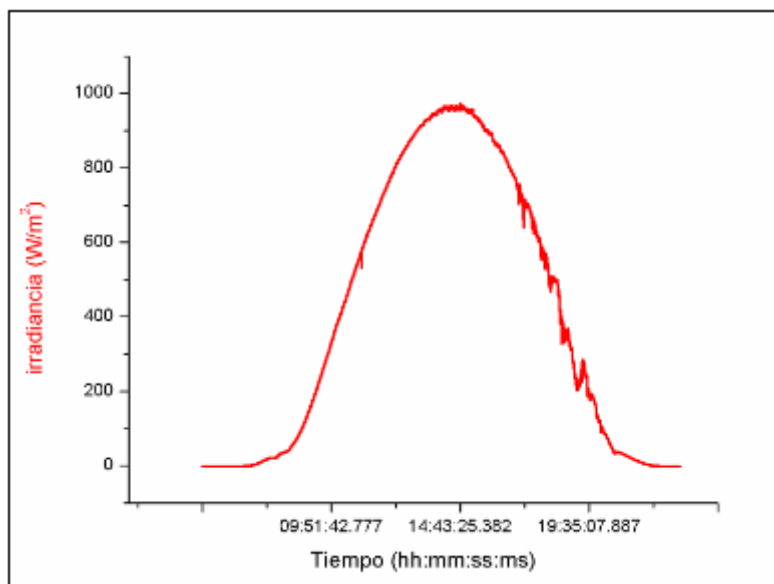


Figura 87.- Imagen del Comportamiento de la Irradiancia para el Inversor Sunny Boy 1100.

Observando la gráfica podemos ver que no es completamente uniforme, y comprobamos que al anochecer aparecen una serie de irregularidades que son debidas a las anomalías provocadas por la sombra del movimiento de las nubes o de las aves.

Al igual que se realizó para el inversor StecaGrid, la célula calibrada nos permite comprobar el comportamiento del sistema cuando se alcanzan las condiciones estándar, una irradiancia de 1000W/m^2 y una temperatura de 25°C . Al igual que para el caso del inversor anterior, al ser una instalación real, no se cumplen estas condiciones ideales.

Para el caso del inversor Sunny Boy 1100, en ningún caso se alcanza el valor estándar de la irradiancia, puesto que el valor máximo se produce a las 14:43:01:88 con un valor de 972.737W/m^2 y una temperatura de 27.5974°C . Para esta situación, la potencia de entrada del inversor es de 703.953W y la potencia de salida es de 649.045W . A partir de estos datos podemos comprobar que el valor del rendimiento es del 92.20%. El motivo de que no se alcance la condición estándar de la irradiancia es debido a que el día que se tomaron las medidas (11 de Julio) no fue un día muy soleado. Además se puede observar como en este inversor, cuando se alcanza el máximo valor de irradiancia coincide con el máximo valor de la potencia de entrada del inversor.

Para el caso de la temperatura, sí se cumple el valor de la condición estándar. Se produce a las 12:00:33:52, el valor es de 25.001°C y el valor de la irradiancia en ese instante es de 760.518W/m^2 . En este momento el valor de la potencia de entrada al inversor es de 571.30W y la potencia de salida es de 527.44W . El rendimiento cuando se alcanza la temperatura estándar es de 92.32%.

Otro ejemplo relacionado con la temperatura es cuando se llega a la máxima, momento que ocurre a las 15:36:06:45 donde el valor de la misma es de 29.8156°C y la irradiancia en este momento es de 909.848W/m^2 . En este caso la potencia a la entrada del inversor es de 656.005W mientras que la potencia a la salida es de 602.994W . Para este caso el valor del rendimiento que obtenemos en tanto por ciento es del 91.91%.

A continuación se adjunta una gráfica que relaciona la irradiancia con la temperatura y que nos permite sacar conclusiones del comportamiento de ambos parámetros.

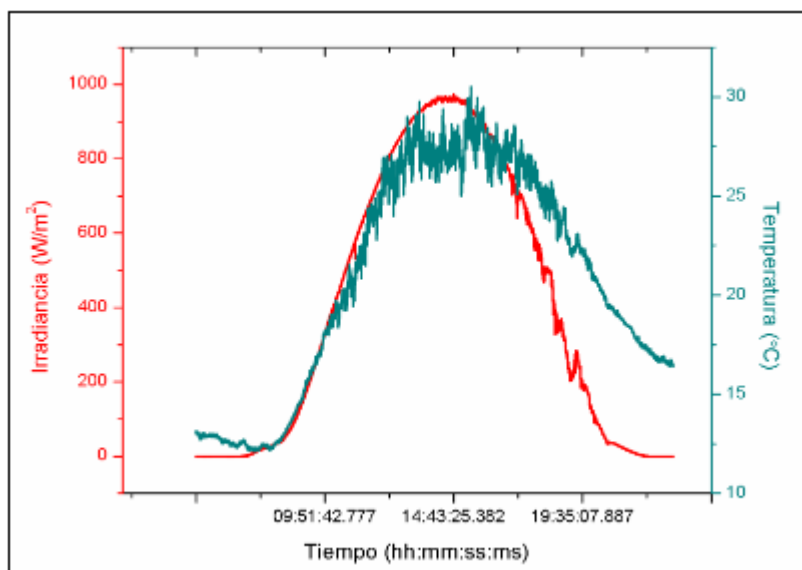


Figura 88.- Imagen Comparativa entre la Irradiancia y la Temperatura para el Inversor Sunny Boy 1100.

Si observamos la gráfica comparativa, podemos comprobar cómo las gráficas son independientes, puesto que a pesar de que al inicio aparentemente son proporcionales cuando llegan al punto de máxima irradiancia no coincide con el punto de máxima temperatura. Esto nos permite concluir que no existe relación alguna entre la irradiancia y la temperatura salvo que ambos parámetros aumentan al amanecer y disminuyen al anochecer.

Atendiendo a los datos numéricos, otra similitud que ocurre con el inversor Sunny Boy 1100 y no con el inversor StecaGrid 300 es el rendimiento. Para los casos de temperatura e irradiancia máximos, el rendimiento es prácticamente igual y tiene un valor aproximado para ambos casos del 92%, algo que con el inversor StecaGrid no ocurre.

Además de la temperatura, como se ha visto en apartados anteriores, hay otros parámetros como la tensión y la potencia, que son interesantes como complemento del estudio de la instalación en su comparación con la irradiancia.

En la gráfica siguiente se muestra la evolución de la tensión del generador fotovoltaico y la irradiancia para un día completo.

Como se puede observar, la tensión comienza a ser constante a partir de un determinado valor de irradiancia, aproximadamente unos 200W/m^2 que se alcanza a las 09:16:58:46. A partir de este valor la tensión continua siendo constante hasta que llega al anochecer que comienza a decrecer.

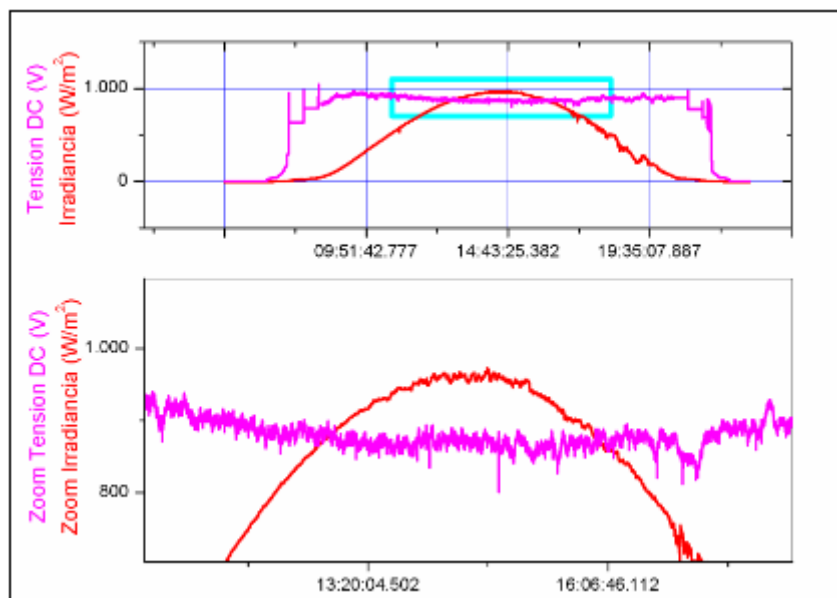


Figura 89.- Imagen Comparativa Ampliada del Comportamiento entre el Punto de Máxima Irradiancia y la Tensión de Entrada del Inversor Sunny Boy 1100.

Además dentro de este mismo estudio irradiancia-tensión, se adjunta una gráfica donde se observa el comportamiento de ambos parámetros, en los puntos más conflictivos del estudio, para un período de tiempo determinado como son los tramos del amanecer y del anochecer.

Al amanecer (Figura de la izquierda) (Figura 90) hay un período de transición, que dura unos minutos, hasta que se establece una tensión en este caso totalmente constante, que supuestamente es la tensión del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico como se observa cuando se compara con el punto más alto de la irradiancia.

De la misma manera si observamos el comportamiento al anochecer (Figura de la derecha) (Figura 90) podemos comprobar cómo se muestra el proceso de desconexión durante el cual se producen unas pequeñas variaciones hasta que definitivamente el inversor deja de funcionar.

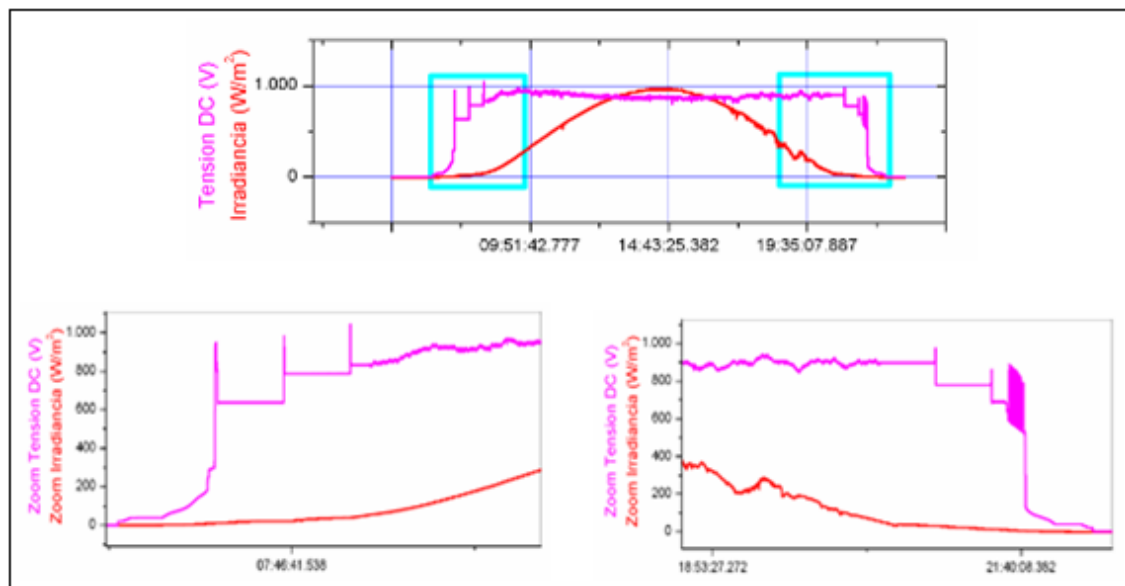


Figura 90.- Imagen Comparativa Ampliada del Comportamiento entre la Irradiancia y la Tensión de Entrada del Inversor Sunny Boy 1100. Imagen de la izquierda Zoom del Comportamiento al amanecer e Imagen de la derecha Zoom del Comportamiento al anochecer.

Para finalizar el estudio de la irradiancia para el inversor Sunny Boy 1100, se realiza una comparativa entre la irradiancia y la potencia.

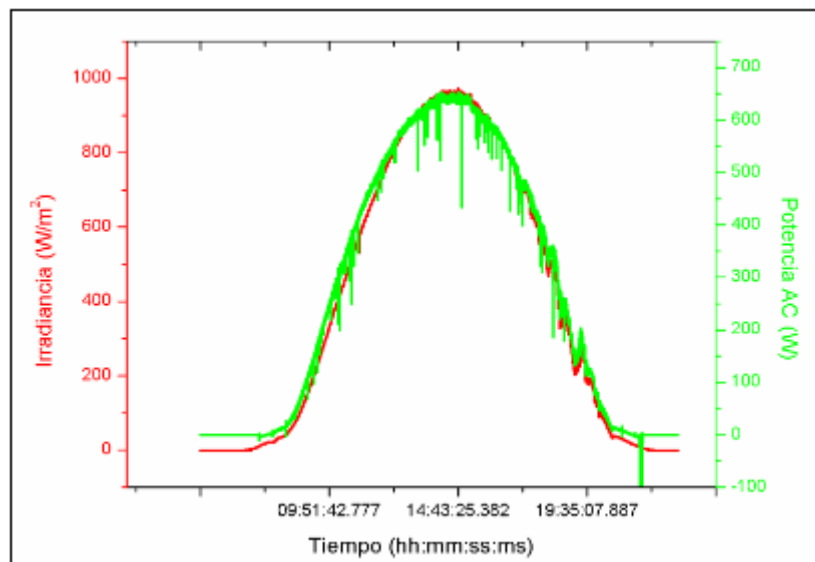


Figura 91.- Imagen Comparativa entre la Irradiancia y la Potencia de Salida del Inversor Sunny Boy 1100.

Si observamos la gráfica (Figura 91) podemos comprobar que al igual que en el inversor StecaGrid, las gráficas tienen el mismo comportamiento y al representarlas enfrentadas comprobamos que son proporcionales. En este caso además al llegar ambos parámetros al punto de máxima potencia se puede observar que las gráficas son exactamente iguales (salvo por la escala). El razonamiento de esta proporcionalidad es similar al que se realizó para el inversor StecaGrid y responde a las mismas ecuaciones (ver página 133).

6.4.- Comparativa entre ambos Inversores

Antes de comenzar el análisis de la comparativa de ambos inversores, conviene destacar que los períodos del mes en el que tomamos las medidas no son exactamente los mismos. Esto provoca que los valores de los parámetros a medir varíen de un inversor a otro, y esta variación se manifiesta a través de un desplazamiento de las curvas de representación de dichos parámetros.

6.4.1.- Irradiancia

La irradiancia, tal y como hemos visto en el capítulo anterior, es un factor junto con la potencia, puesto que son proporcionales, muy importante para el estudio de instalaciones fotovoltaicas.

En este apartado vamos a realizar la comparativa de la irradiancia durante todo el día de las medidas de los días que hemos utilizado durante todo el proyecto para realizar el estudio (21 de Junio y 11 de Julio).

Si observamos las gráficas comparativas de estos dos días (Figura 92), a pesar de haber una diferencia de 21 días entre una medida y otra y que las medidas son realizadas con inversores diferentes, las gráficas son similares y el desplazamiento entre una y otra es prácticamente despreciable.

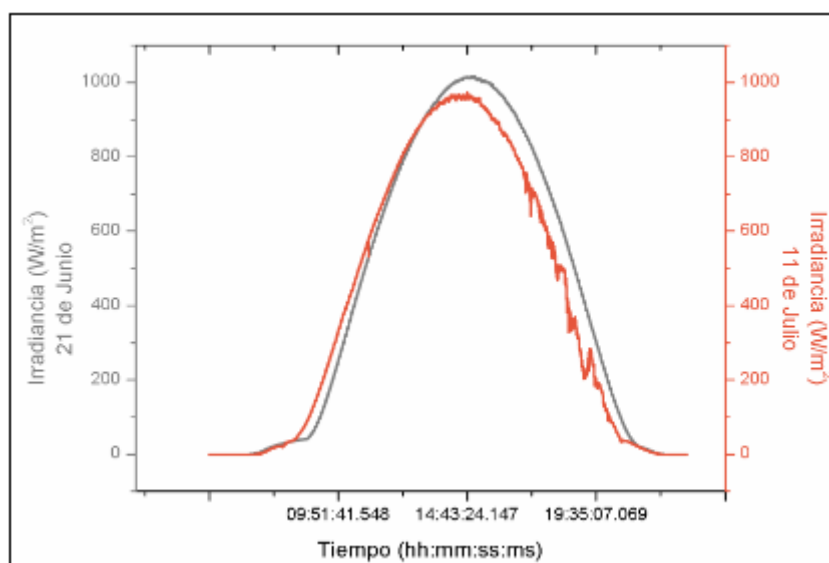


Figura 92.- Imagen Comparativa de la Irradiancia de ambos Inversores en los días seleccionados para el Estudio.

Sin embargo cuando tomamos otro ejemplo como es la gráfica siguiente (Figura 93), en la que representamos varias medidas de la irradiancia en diferentes días para un mismo inversor como es el Sunny Boy 1100, podemos comprobar que para este caso sí que se comprueba con mayor claridad el desplazamiento de las gráficas. Este desplazamiento es achacable sólo a la diferencia de los días y de los meses en que fueron tomadas las medidas.

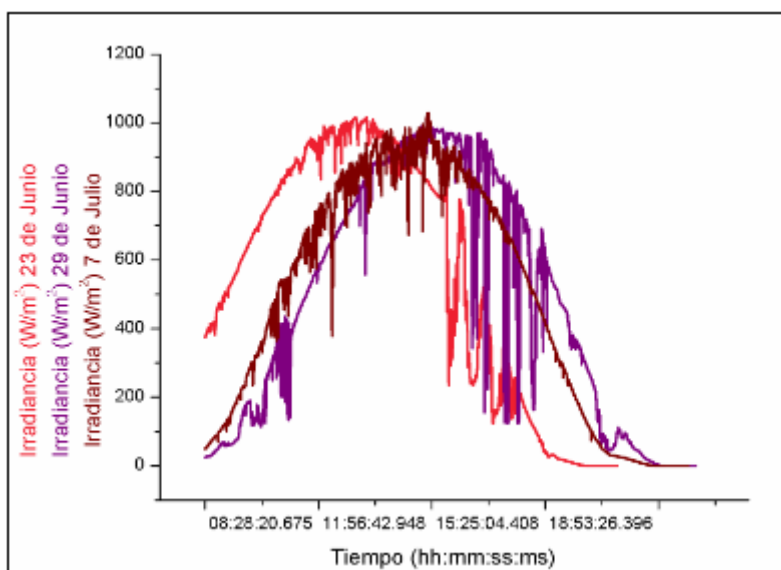


Figura 93.- Imagen de Ejemplos de la Irradiancia para distintos días.

6.4.2.- Potencia de Salida (AC)

La potencia es un factor determinante dentro del estudio de inversores. Uno de los ensayos que se realizan es el seguimiento del punto de máxima potencia, aunque en este proyecto no se va a tratar la localización de dicho punto y simplemente vamos a comparar las medidas de las potencias registradas a lo largo de un día completo para ambos inversores.

A continuación se adjunta una imagen donde podemos ver representado la potencia de salida para ambos inversores en los días que hemos tratado durante todo el proyecto.

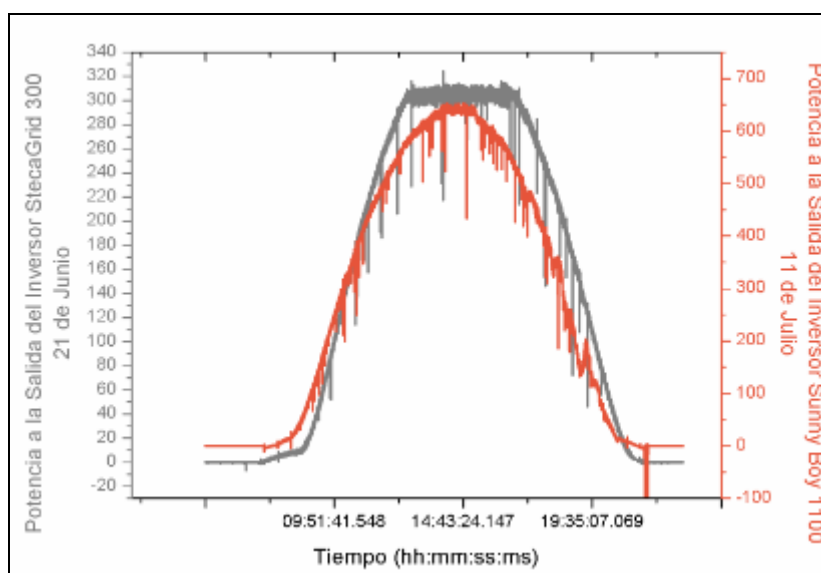


Figura 94.- Ejemplo de la Comparativa de la Potencia de Salida para ambos Inversores.

En esta gráfica no podemos comparar las potencias puesto que como se indicó en el caso de la irradiancia las gráficas son prácticamente iguales y no se observa un gran desplazamiento. Lógicamente ocurre lo mismo que en el caso de la irradiancia puesto que como se demostró en los epígrafes anteriores la irradiancia y la potencia son dos parámetros proporcionales.

Por este motivo se ha decidido tomar como gráfica comparativa dos días diferentes a los que hemos utilizado en el proyecto y en el que sí se manifiesta una diferencia notable entre ambas gráficas.

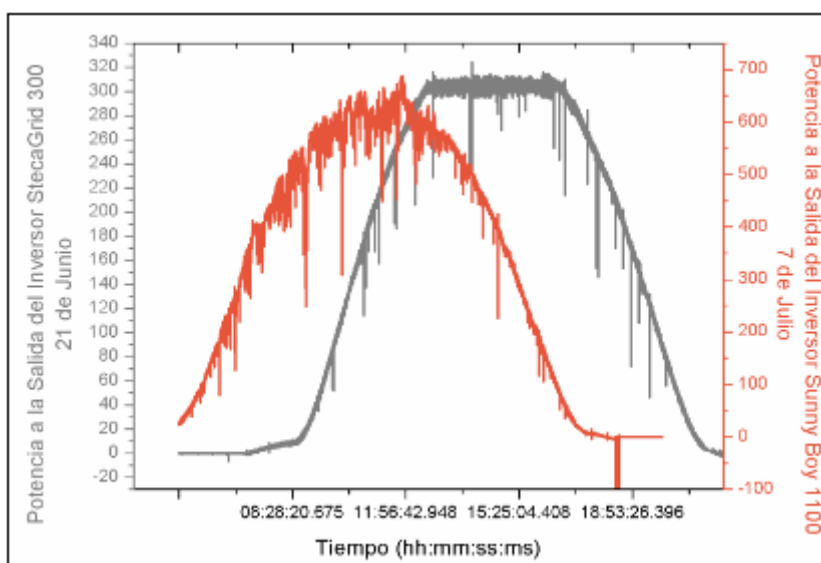


Figura 95.- Otro Ejemplo de la Comparativa de la Potencia de Salida para ambos Inversores.

Gracias a esta gráfica podemos observar varios sucesos interesantes. Uno de ellos es la descentralización de las potencias. En ambos casos están desfasadas aproximadamente en hora y media. Esto es debido como se indicó anteriormente simplemente a la diferencia de la irradiancia de los días en que se tomaron las medidas. En este caso la diferencia es de 16 días y los meses de Julio y Junio.

Otro suceso importante que podemos destacar, es la rapidez de los inversores en alcanzar el punto de máxima potencia. Si observamos las pendientes de ambas gráficas no sacamos grandes conclusiones porque son prácticamente iguales. El inversor Sunny Boy 1100 tarda 330 minutos aproximadamente en alcanzar el objetivo mientras que el inversor StecaGrid 300 tarda 225 minutos aproximadamente.

La diferencia de 105 minutos es aproximadamente la que hay entre ambos inversores y es debido a que el punto de máxima potencia en el StecaGrid está antes que el del inversor Sunny Boy que se encuentra a una potencia mayor. Atendiendo así a esta característica podemos concluir que aunque en principio el inversor StecaGrid parece más rápido, es un resultado engañoso puesto que el inversor Sunny Boy alcanza el doble de potencia en mucho menos tiempo. Por este motivo podemos concluir que el inversor Sunny Boy es más rápido.

6.4.3.- Rendimiento

El rendimiento es un parámetro representativo a la hora de comparar los inversores fotovoltaicos. Después de analizar otros parámetros como la potencia AC, la tensión V_{DC} y la irradiancia, entre otros (como hemos visto en los epígrafes anteriores), estudiamos el rendimiento de cada inversor con respecto a la potencia AC (W) inyectada a la red (potencia a la salida del inversor).

En primer lugar se representan (Figura 96 y Figura 97), los valores de los rendimientos tanto del inversor StecaGrid como del inversor Sunny Boy en función de la potencia de salida.

Podemos comprobar que las gráficas del rendimiento no se ven muy nítidas debido a la gran cantidad de medidas que tenemos que representar y las variantes que se producen a lo largo del día en los valores de las mismas. Además podemos visualizar también que en ambos casos hay algunos puntos que se salen de lo que sería el contorno de la gráfica general del rendimiento. Estos puntos sobre todo para el inversor StecaGrid son los que corresponden a aquellos valores que, como se indicó en apartados anteriores, sobrepasan el límite de sobrepotencia.

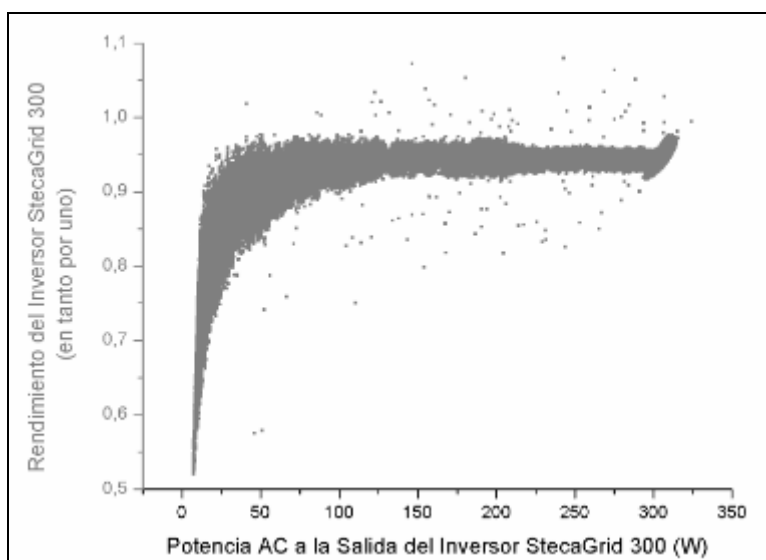


Figura 96.- Imagen del Rendimiento del Inversor StecaGrid 300 en tanto por uno.

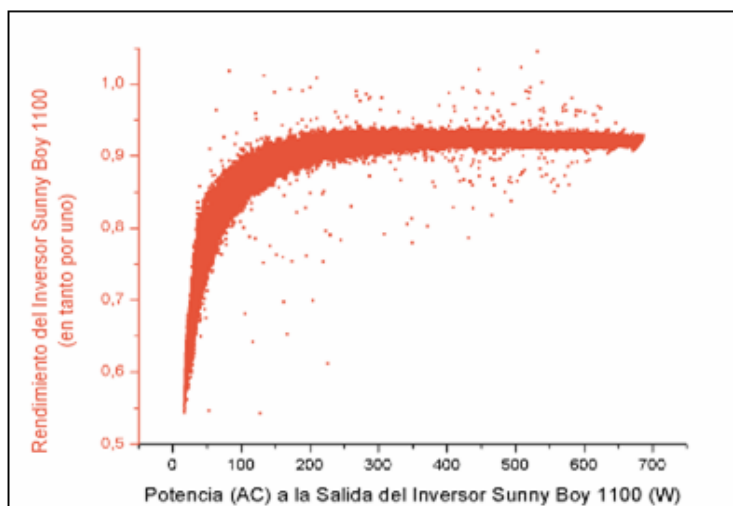


Figura 97.- Imagen del Rendimiento del Inversor Sunny Boy 1100 en tanto por uno.

Una vez observadas ambas gráficas hablaremos de la rapidez con que cada inversor alcanza el máximo rendimiento. El inversor StecaGrid 300, alcanza este valor a partir de los 100W aproximadamente, mientras que el inversor Sunny Boy no lo consigue hasta los 250W de potencia de salida del inversor. A partir de estos datos podemos concluir que el inversor Sunny Boy 1100 tarda más en alcanzar el valor del rendimiento máximo que el StecaGrid.

En segundo lugar, se adjuntan las curvas correspondientes al rendimiento, en tanto por ciento, en función del tiempo para cuantificar la rapidez en términos temporales.

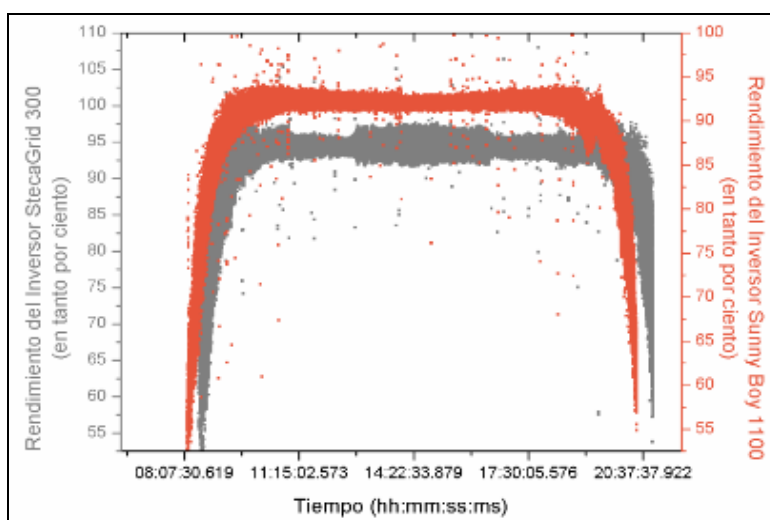


Figura 98.- Imagen Comparativa del Rendimiento de ambos Inversores en función del Tiempo.

Las pendientes de ambas gráficas en función del tiempo son similares mientras que si comparamos las pendientes de las gráficas en función de la potencia de salida (Figuras 96 y 97), la pendiente del inversor Sunny Boy es mayor que la del StecaGrid. Esta conclusión es lógica ya que el inversor Sunny Boy adapta mayores valores de potencia y por lo tanto tarda más en alcanzar el rendimiento máximo.

Al comparar el rendimiento de ambos inversores (Figura 98) en función del tiempo podemos contemplar que son prácticamente iguales. La diferencia más significativa y que se puede comprobar de manera visual, es el máximo rendimiento de un inversor u otro. Tal y como se indicó en apartados anteriores el rendimiento que alcanza el inversor Sunny Boy es de un 92% aproximadamente mientras que el rendimiento que alcanza el inversor StecaGrid es de un 95% aproximadamente.

Capítulo 7.-

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

7.- CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

7.1.- Conclusiones

La economía energética tradicional se ve enfrentada a algunos retos, los precios de los combustibles suben de manera prácticamente imprevisible, la política presiona en la reducción de emisiones de CO₂ y cada vez en más países la población empieza a tenerle la misma antipatía a las centrales nucleares y de carbón.

Por esto cada vez es más necesario utilizar fuentes de energías renovables. La energía fotovoltaica ya está hoy en día en el umbral de alcanzar competitividad con los precios de la electricidad doméstica en muchos países. En España, se ha calculado que una prima progresiva, que subiría paulatinamente en el período de subvención, podría conseguir que ya hoy mismo se estuviera por debajo del precio de la electricidad doméstica. Es necesario fomentar que los ciudadanos se involucren y conozcan la posibilidad de compensar su balanza de consumo energético, sólo así será posible movernos en cifras de MW instalados similares a países como Alemania, líder mundial en potencia instalada gracias a la energía solar fotovoltaica.

Con este proyecto se ha querido demostrar que los dispositivos actuales, en el campo de la fotovoltaica son eficaces, y que con ciertas mejoras podrían serlo en un futuro todavía más. Se hace necesario aportar a la investigación esfuerzo y dinero para que consigamos realizar un campo energético de tal forma que aprovechemos al máximo, sin desgastarlos, los recursos naturales que encontramos alrededor.

Los resultados obtenidos del análisis de las distintas variables, para los distintos inversores, nos muestran que si bien el funcionamiento de los seguidores de los mismos es adecuado en horas centrales del día donde la irradiancia es máxima, sus eficiencias disminuyen en horas tempranas (al amanecer) y tardías (al anochecer), momentos de baja potencia.

También hemos podido comprobar que el comportamiento de los inversores ante los cambios bruscos de irradiancia por efecto de la climatología (movimiento de las nubes), repercute de manera despreciable ante el comportamiento de dichos inversores, es decir, reaccionan perfectamente ante las diversas condiciones ambientales.

Por último, en el caso de los inversores estudiados, vemos que se puede aportar a la red valores de potencias, según el tipo de panel y del número de paneles conectados, desde los 300W en adelante y con una eficacia en ambos casos superior al 92%. Con grandes campos fotovoltaicos se pueden abastecer poblaciones enteras, aunque todavía queda mucho por mejorar, ya que, por ejemplo, la producción de obleas de silicio supone un gasto monetario importante, además de un elevado nivel de contaminación, algo que si se pudiera mejorar favorecería todavía más el uso de este tipo de energía.

Como conclusión final a este estudio comparativo de los inversores, se puede decir que el inversor StecaGrid 300 tiene un mayor rendimiento y que sería un inversor útil para una instalación pequeña, mientras que si la instalación es de gran potencia lo más recomendable sería utilizar el inversor SunnyBoy 1100.

7.2.- Trabajos Futuros

Sería interesante como trabajo futuro y como continuación de este proyecto, la realización de un algoritmo que mejorase el funcionamiento del seguidor del inversor para bajas potencias. De esta manera podríamos obtener un mayor rendimiento sobre todo en los momentos del amanecer y del anochecer.

Otra opción que podríamos realizar, sería la posibilidad de en lugar de medir la irradiancia con una célula calibrada, realizarlo a través de un piranómetro y comprobar la diferencia que existe entre una forma de medir y otra y como afecta a la instalación. Además en esta misma ampliación podría ser interesante realizar este estudio para los diferentes tipos de paneles que tenemos en la Universidad, paneles con seguidor solar o paneles de concentración.



Capítulo 8.-

BIBLIOGRAFÍA

8.- BIBLIOGRAFÍA

8.1.- Libros y Artículos

- Libro: “Introducción al Diseño y Dimensionado de Instalaciones Solares Fotovoltaicas”. Autor: Miguel Alonso Abella. Editorial: Colección Era Solar Energías Renovables.
- Libro: “Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica (Volumen I)”. Autor: Serie de Ponencias. Editorial: Ciemat.
- Libro: “Energía Solar Fotovoltaica”. Autor: Federación de Asociaciones empresariales de Instalaciones Eléctricas de la Comunidad Valenciana (FIECOV). Editorial: Alfa Desarrollo de Sistemas, S.L.
- Artículo: “Hacia la consolidación de la energía solar fotovoltaica en España”. Autor: Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF). Informa Anual 2009.

8.2.- Otros Proyectos

- “Análisis de los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red de Baja Tensión”. Autor: Daniel García Sedano. PFC: UC3M Julio 2006.
- “Instalaciones Fotovoltaicas de Concentración: Paneles Fotovoltaicos de Concentración, Seguidores Solares y Conectores Fotovoltaicos”. Autor: Gabriel López Pérez. PFC: UC3M Septiembre 2008.
- “Diseño de una Instalación Fotovoltaica de Conexión a Red de 105kW”. Autor: David Iglesia Corcuera. PFC: UC3M Febrero 2009.

- “Caracterización de Módulos Fotovoltaicos con Dispositivo Portátil”.
Autor: Julio Fernandez Ferichola. PFC: UC3M.

8.3.- Páginas Web

- <http://www.ciemat.es> (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas).
- <http://www.solarweb.net> (Portal de Energía Solar).
- <http://www.ptfv.org> (Plataforma Tecnológica Fotovoltaica Española).
- <http://www.idae.es> (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE)).
- <http://www.asif.org> (Asociación Española de la Industria Fotovoltaica (ASIF)).
- <http://www.altener.es/modulo.pdf> (Enlace web de las Hojas de Características de los Paneles Sanyo HIP-190BE3).
- <http://www.atersa.com/img/200932175947.pdf> (Enlace web de las Hojas de Características de la Célula Calibrada de la Irradiancia de Atersa).
- <http://www.sdec.nl/download/StecaGrid.pdf> (Enlace web de las Hojas de Características del Inversor Steca-Grid 300).
- http://www.eurosol.eu/es/download/.../SB1100_1700-DES091325.pdf
(Enlace web de las Hojas de Características del Inversor Sunny Boy 1100).
- http://www.zes.com/download/products/zes_lmg500_datasheet_e.pdf (Enlace web de las Hojas de Características del Vatímetro).

Capítulo 9.-

| |
|-----------------|
| <h1>ANEXOS</h1> |
|-----------------|

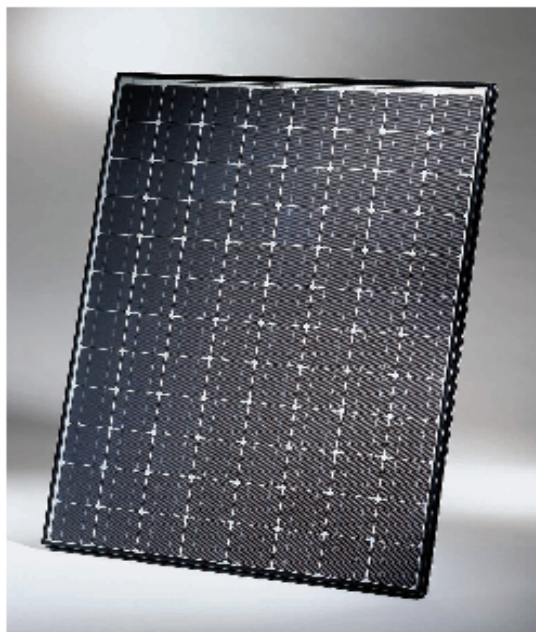
9.- ANEXOS

9.1.- Características de los Paneles Fotovoltaicos

HIT PHOTOVOLTAIC MODULE HIP-190BE3



The SANYO HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer) solar cell is made of a thin mono crystalline silicon wafer surrounded by ultra-thin amorphous silicon layers. This product provides the industry's leading performance and value using state-of-the-art manufacturing techniques.

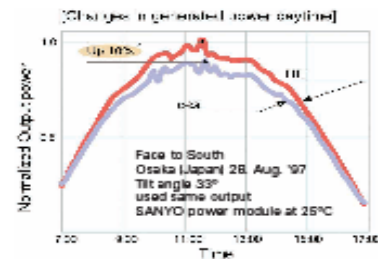


Benefit in Terms of Performance

High efficiency cell: **18.5%**, Module: **16.1%**
The HIT cell and module have the world's highest level of conversion efficiency in mass production.

High performance at high temperatures

Even at high temperatures, the HIT solar cell can maintain higher efficiency than a conventional crystalline silicon solar cell.



Benefit to the Environment

Low production energy

HIT solar cell requires only 200°C for the junction forming process (conventional crystalline silicon solar cell: about 900°C). This helps save energy.

Thin design

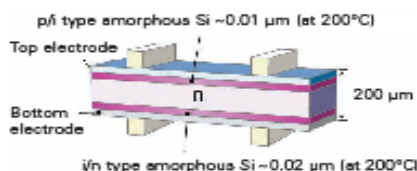
The HIT solar cell is only about 200 μm thick. (A conventional crystalline silicon solar cell is about 350 μm thick.) This helps save on silicon materials.

Benefit in Terms of Quality

High quality in accordance with ISO 9001 and 14001 standards

HIT solar cells and modules are subject to strict inspections and measurements to ensure compliance with electrical, mechanical and visual criteria.

HIT Solar Cell Structure



Supported by the New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) in Japan.



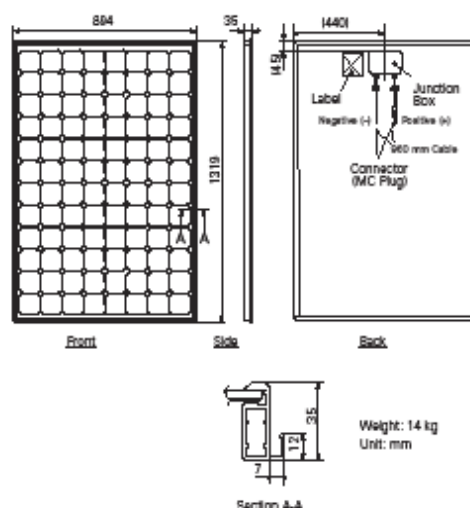
Electrical and Mechanical Characteristics HIP-190BE3

Electrical data

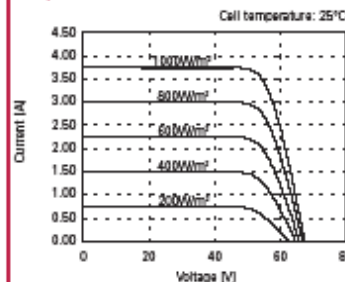
| | | |
|---|-----------|----------|
| Maximum power (P _{max}) | [W] | 190 |
| Max. power voltage (V _{mp}) | [V] | 54.8 |
| Max. power current (I _{mp}) | [A] | 3.47 |
| Open circuit voltage (V _{oc}) | [V] | 67.5 |
| Short circuit current (I _{sc}) | [A] | 3.75 |
| Warranted minimum power (P _{min}) | [W] | 180.5 |
| Output tolerance | [%] | +10 / -5 |
| Maximum system voltage | [V] | 760 |
| Temperature coefficient of P _{max} | [% / °C] | -0.30 |
| V _{oc} | [V / °C] | -0.169 |
| I _{sc} | [mA / °C] | 0.86 |

Note 1: Standard test conditions: Air mass 1.5, Irradiance = 1000W/m², Cell temperature = 25°C
Note 2: The values in the above table are nominal.

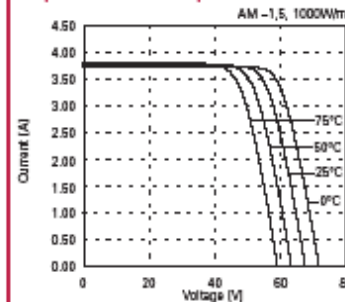
Dimensions and weight



Dependence on Irradiance



Dependence on temperature



Certificates



IEC 61215



Electrical Protection Class II

Please consult your local dealer for more information.

Warranty

Power output: 20 years (80% of minimum output power)
Product workmanship: 2 years
(Based on contract terms.)

Caution! Please read the operating instructions carefully before using the products.

Owing to our policy of continual improvement the products covered by this brochure may be changed without notice.

SANYO Energy
(Europe) Corporate GmbH
Stahlgruberring 4
81829 Munich, Germany
TEL: +49-(0)89-460095-0
FAX: +49-(0)89-460095-190
<http://www.sanyo-energy-europe.com>
email: info.europe@sanyo-energy.com

SANYO Energy (U.K.) Co., Ltd.
Masterson House, 30 - 31 Mark Road,
Hemel Hempstead,
Hertfordshire HP2 7BW
TEL: +44-(0)1442-21 31 21
FAX: +44-(0)1442-21 20 21
<http://www.sanyo-energy-europe.com>
email: info.europe@sanyo-energy.com

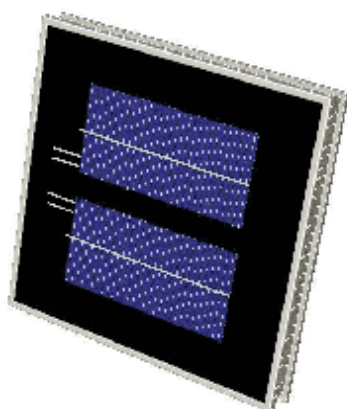
SANYO

SANYO Electric Co., Ltd.
Sanyo Energy Company
5-5, Kaiten-Hondori 2, Moriguchi,
Osaka 570-8877, Japan
TEL: +81-(0)6-6994-7282
FAX: +81-(0)6-6994-7289
<http://www.sanyo.co.jp>

01/04

9.2.- Características del Sensor de la Irradiancia

ATERSA



**Célula Calibrada / Compensated
Compensada / Calibrated cell**



Sensores de Radiación



Radiation Sensors

DISTRIBUIDOR
DISTRIBUTOR



MADRID 28045
C/ Embajadores, 187-3º
tel. +34 915 178 580
tel. +34 915 178 452
fax. +34 914 747 467

ALMUSAFES (VALENCIA) 46440
Polígono Industrial Juan Carlos I
Avda de la Foia, 14
tel. 902 545 111
fax. 902 547 530
e-mail: atersa@atersa.com

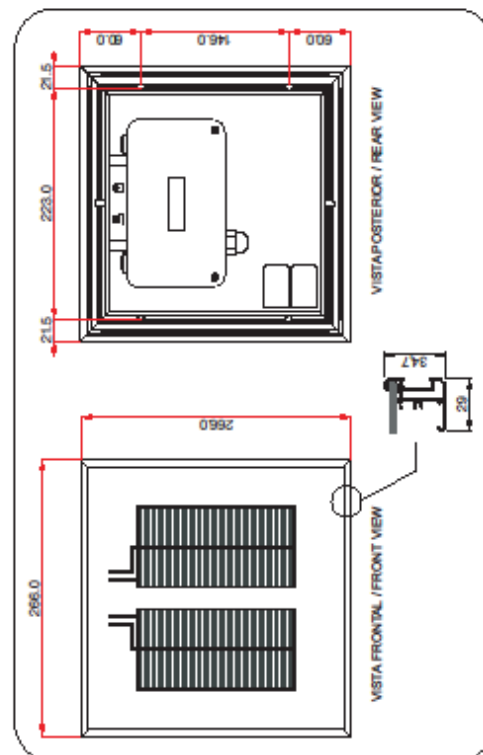
CÓRDOBA 14007
C/ Escritor Rafael Pavón, 3
tel. +34 957 263 585
fax. +34 957 265 308
(www.atersa.com)



Fecha de edición: 10/08/04
Fecha última revisión: 16/05/07
Referencia: MU-Cal-G4B

| CARACTERÍSTICAS | |
|--|--------------|
| Las salidas de señal dependen única y exclusivamente de la radiación, la influencia de la temperatura es despreciable (10 ppm/K) | |
| CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS | |
| Resistencia de salida | 100mΩ ± 1.5% |
| Impedancia característica | 50Ω ± 1.5% |
| Capacidad de salida | 100pF ± 1.5% |
| Resistencia de salida | 100mΩ ± 1.5% |
| Impedancia característica | 50Ω ± 1.5% |
| Capacidad de salida | 100pF ± 1.5% |
| CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS | |
| Dimensiones (mm) | 266x266x215 |
| Peso (kg) | 1.65kg |
| Resistencia de salida a 25°C ± 1.5% (a 100mΩ ± 1.5% a 25°C, a 100mΩ ± 1.5% a 25°C, a 100mΩ ± 1.5% a 25°C) | |
| Resistencia de salida a 25°C ± 1.5% (a 100mΩ ± 1.5% a 25°C, a 100mΩ ± 1.5% a 25°C, a 100mΩ ± 1.5% a 25°C) | |

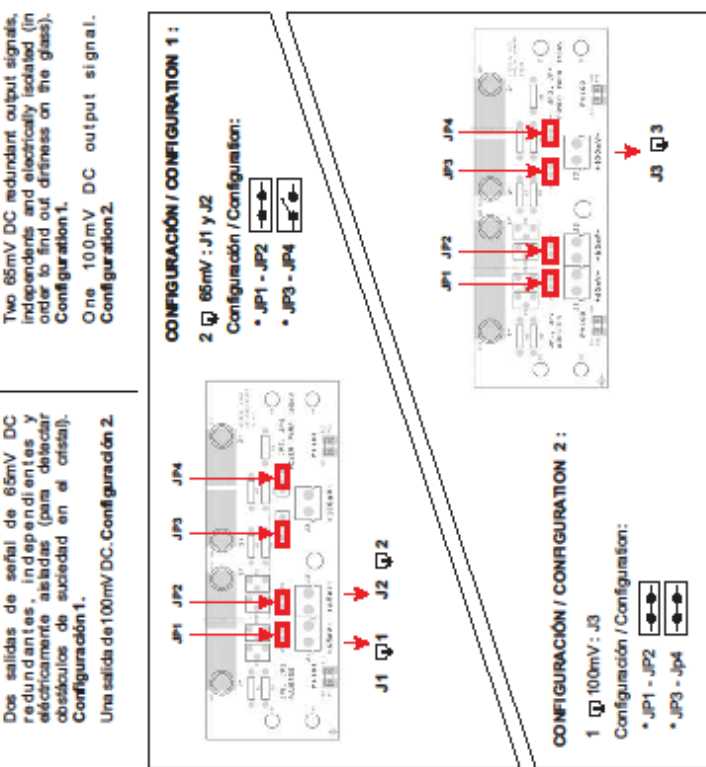
| FEAUTURES | |
|--|--------------|
| The output signals depends only of the radiation factor, the temperature dependence is negligible (10ppm/K) | |
| ELÉCTRICAS | |
| Output resistance | 100mΩ ± 1.5% |
| Characteristic impedance | 50Ω ± 1.5% |
| Output capacitance | 100pF ± 1.5% |
| Output resistance | 100mΩ ± 1.5% |
| Characteristic impedance | 50Ω ± 1.5% |
| Output capacitance | 100pF ± 1.5% |
| MECHANICAL | |
| Dimensions (mm) | 266x266x215 |
| Weight (kg) | 1.65 kg |
| Output resistance at 25°C ± 1.5% (at 100mΩ ± 1.5% at 25°C, at 100mΩ ± 1.5% at 25°C, at 100mΩ ± 1.5% at 25°C) | |
| Output resistance at 25°C ± 1.5% (at 100mΩ ± 1.5% at 25°C, at 100mΩ ± 1.5% at 25°C, at 100mΩ ± 1.5% at 25°C) | |



| GUARANTEE | |
|---|--|
| El equipo dispone de DOS AÑOS de garantía contra todo defecto de fabricación, incluyendo en este concepto las piezas y la mano de obra correspondiente. (Para una información más exhaustiva de los términos de la garantía, pueden consultar nuestra página web: www.afinsa.com). | |
| The TWO-YEARS warranty covers all manufacturing defects, parts and labour inclusive. (For more detailed information of the terms and conditions of the guarantee, consult our web page: www.afinsa.com). | |

Pág. 3 de 4

| SYSTEM | |
|---|--|
| The cables used, will have an exterior diameter between 4.5mm and 10mm, since this is the minimum and maximum adjustment range admitted by the cable glands, in order to ensure the box is value. The cable must be for outdoor use, shielded, for 1kV and UV protected. The cable section admitted by the connection terminals is within the range 0.22 and 1.5mm ² . | |
| This device fulfils the CE mark norms regarding immunity and emitted radiofrequency. For telecommunication systems with emitted frequencies in the range above 230MHz please ask the technical department. | |
| CONFIGURATION | |
| The calibrated cell the following output configurations: | |
| Two 65mV DC redundant output signals, independent and electrically isolated (in order to find out driftness on the glass). | |
| Configuration 1. | |
| One 100mV DC output signal. | |
| Configuration 2. | |



Pág. 2 de 4

9.3.- Características del Inversor StecaGrid - 300



Photovoltaic Technology. Made by Steca.

StecaGrid 300/500 StecaGrid Guard StecaGrid Remote

Discover flexibility and more ...

StecaGrid 300/500 (Inverter)
StecaGrid Guard (Control Unit)
StecaGrid Remote (Remote Display)

The Highlights

StecaGrid 300/500 Flexible

- A string of solar panels can be connected to an inverter. Enlarge your system by simply adding more inverters and creating the system size you want.
- StecaGrid 300 can be combined up to a system size of 3600 Wac and the StecaGrid 500 up to a system size of 3500 Wac.

Eco-efficiency

- The StecaGrid 300 inverter has an efficiency rate of 93,8 % at maximum power. The StecaGrid 500 has an even higher maximum power efficiency rate of 95,8 %.
- Each solar panel has its own optimum operating voltage (or maximum power point, MPP). This is the voltage at which the panel generates the highest possible power. Because the StecaGrid 300 and StecaGrid 500 use the MiniString concept, the maximum power point can be searched for each string. As a result, your solar system is less susceptible to those factors such as partial shade, module temperature and module orientation.

Ease of installation and use

- Low weight, allowing installation by just one person
- StecaGrid 300 and StecaGrid 500 are available with both Tyco and Multicontact (MC4) DC connections
- No special equipment needed to make electrical connections

- All electrical contacts safe
- Strings are small and relatively low in voltage

StecaGrid Guard

- The StecaGrid Guard monitors the performance of your solar system, providing an overview of kWh's generated, system status and (optionally in StecaGrid Guard D) safety functions (ENS*). Each solar system needs only one StecaGrid Guard. And because the StecaGrid Guard comes in the same sizes as the StecaGrid 300 and StecaGrid 500, you simply connect it to the right-hand side of the inverter(s). All data is transferred via a data link between the inverter(s) and the StecaGrid Guard, which measures the performance of each inverter connected to it.

StecaGrid Remote

- To complement the StecaGrid Guard, an external, wireless communication unit is available: the StecaGrid Remote. In addition to system status, the display gives an overview of the energy currently being generated, as well as historical data on energy generated over the previous day, week, month and year. StecaGrid Remote can be installed anywhere near the inverter system.

* mandatory in some countries

Aeca

Steca GmbH
Mammostrasse 1
D-87700 Memmingen
Germany
Tel.: +49(0)833185580
Fax.: +49(0)8331855812
www.stecasolar.com

StecaGrid 300/500 | StecaGrid Guard | StecaGrid Remote



Technical Data

StecaGrid 300 / StecaGrid 500 (Inverter)

| Input | StecaGrid 300 | StecaGrid 500 |
|---|--|--|
| Input voltage range | 45 – 135 V DC | 45 – 230 V DC |
| MPPT range | 45 – 100 V DC | 75 – 170 V DC |
| Maximum recommended PV power | 375 Wp | 625 Wp |
| Maximum input rating | 320 W* | 530 W* |
| Maximum input current | 5 A* | 5 A* |
| DC connectors | Multi-Contact MC 4 or Tyco Solarlok | Multi-Contact MC 4 or Tyco Solarlok |
| *) Greater available input power and/or higher available current are not utilized as the inverter contains a protection against overload. | | |
| Output | StecaGrid 300 | StecaGrid 500 |
| Nominal output rating | 300 W | 500 W |
| Nominal output voltage / frequency | 230 V / 50 Hz | 230 V / 50 Hz |
| Maximum efficiency | 93,8 % | 95,8 % |
| European efficiency | 92,8 % | 94,3 % |
| Power factor | > 0,95 | > 0,95 |
| Harmonic distortion | < 7 % (at maximum power) | < 7 % (at maximum power) |
| AC connectors | Wieland Electric GST 183V | Wieland Electric GST 183V |
| General | StecaGrid 300 | StecaGrid 500 |
| Galvanic separation | non | non |
| Internal power supply | supplied by solar panel (no Stand-by power) | supplied by solar panel (no Stand-by power) |
| Start-up/switching off | Automatic start / stop | Automatic start / stop |
| Start current | Starts up at > 2 W, 45 V | Starts up at > 2 W, 45 V |
| AC monitor | Voltage (230 V +/- 10%) * Frequency (50 Hz +/- 2 Hz) * | Voltage (230 V +/- 10%) * Frequency (50 Hz +/- 2 Hz) * |
| Anti-blinding protection | Voltage and frequency window monitoring, ENS optional with StecaGrid Guard D | Voltage and frequency window monitoring, ENS optional with StecaGrid Guard D |
| Dimensions (h x d x w) | 242 x 186 x 71 mm | 242 x 186 x 71 mm |
| Weight | 1,4 kg | 1,4 kg |
| *) Other limit peaks are possible | | |
| Environmental conditions | StecaGrid 300 | StecaGrid 500 |
| Temperature | -20 °C to 45 °C | -20 °C to 45 °C |
| Installation | Indoors (protection class IP 20) | Indoors (protection class IP 20) |
| Installation and connection | Three fixing screws DIN rail | Three fixing screws DIN rail |
| Installation of a single inverter | | |
| Installation of two and more inverters | | |
| Interconnection AC side | AC connector (Wieland Electric GST 183V 1P1) * | AC connector (Wieland Electric GST 183V 1P1) * |
| Interconnection data | Steca data connector * | Steca data connector * |
| *) Both connectors are supplied with the inverter. | | |

Technical alterations reserved. Descriptions and illustrations do not claim to be complete. - 04/02

Steca GmbH • Memmostrasse 1 • D-87700 Memmingen • Germany • Fon: +49 (0)8331 8558 0 • Fax: +49 (0)8331 8558 12 • www.stecasolar.com

| Norms and certification | |
|---|------------------------------------|
| The inverter satisfies the requirements of the following norms and standards: | |
| EMC, Emission | EN 50081-1 (EN 55014 and EN 55022) |
| EMC, Immunity | EN 50082-1 |
| Safety | EN 60950 and EN 50178 |
| Quality certification | ISO 9001 |
| Environmental certification | ISO 14001 |
| Approvals | CE mark |

StecaGrid Guard N / StecaGrid Guard D (Control Unit)

| Input | StecaGrid Guard N | StecaGrid Guard D |
|---|---|---|
| Input 230 Vac | AC connector (Wieland Electric GST 183V 1P1) * | AC connector (Wieland Electric GST 183V 1P1) * |
| Data | Steca data connector * | Steca data connector * |
| Output 230 V AC | 1,5 m mains flex with mains plug | 1,5 m mains flex with mains plug |
| Earth leakage circuit breaker | 30 mA AC; ** | 30 mA AC; ** |
| Main isolator switch | Yes | Yes |
| Display | refer to: "Functionality" | refer to: "Functionality" |
| Dimensions (h x d x w) | 250 x 175 x 70 mm | 250 x 175 x 70 mm |
| Weight | 1,75 kg | 1,75 kg |
| Self consumption | 2,7 W | 2,7 W |
| ENS | without ENS | according to DIN VDE 0126 |
| *) Both connections are supplied with the inverter | | |
| **) DC sensitivity is suitable for StecaGrid 300/500. | | |

Norms and certification

The control unit StecaGrid Guard satisfies the requirements of the following norms and standards:

| | |
|-----------------------------|---------------------------------------|
| EMC, Emission | EN 50081-1 (EN 55014 and EN 55022) |
| EMC, Immunity | EN 50082-1 |
| Safety | EN 60950 |
| AC monitoring | DIN VDE 0126 (only StecaGrid Guard D) |
| Quality certification | ISO 9001 |
| Environmental certification | ISO 14001 |
| Approvals | CE mark |

StecaGrid Remote (Remote Display)

| Display | StecaGrid Remote |
|--|------------------------|
| Display | from StecaGrid Guard |
| Transceiver | 868 MHz ISM |
| Power supply | 2x 0006 (AA) batteries |
| Norms and certification | |
| The remote display StecaGrid Remote affirms the requirements of the following norms and standards: | |
| RF transmission | EN 300 220 |

9.4.- Características del Inversor SunnyBoy 1100



SB 1100 / SB 1700

Seguro

- > Seccionador de potencia de CC integrado ESS
- > Separación galvánica

Montaje en intemperie

- > Para montaje interior y en intemperie
- > Rango de temperatura ampliado

Fiable

- > Servicio SMA en todo el mundo y línea de atención al cliente
- > Amplio programa de garantía de SMA



SUNNY BOY 1100 / 1700

Compactos

A la hora de configurar una instalación solar se busca conseguir un ajuste óptimo entre el rendimiento del generador solar y el del inversor. Para ello es indispensable disponer de una amplia gama de inversores. Con más de 30.000 equipos vendidos en todo el mundo, los modelos compactos Sunny Boy 1100 y Sunny Boy 1700 son dos de nuestros modelos de más éxito. Con la tecnología más innovadora, estos "pequeños" Sunny Boy ahora también incluyen la separación de red SMA grid guard, de aplicación en todo el mundo. La interfaz garantiza una mayor seguridad en el funcionamiento de la instalación fotovoltaica y permite la inyección a la red eléctrica pública desde cualquier lugar.

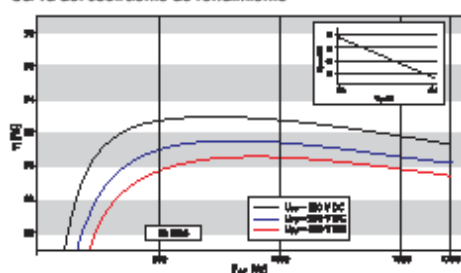
Datos técnicos SUNNY BOY 1100 / 1700

| | SB 1100 | SB 1700 |
|--|----------------------------------|----------------------------------|
| Entrada (CC) | | |
| Potencia máxima de CC | 1210 W | 1850 W |
| Tensión máx. de CC | 400 V | 400 V |
| Rango de tensión fotovoltaica, MPPT | 139 V - 320 V | 139 V - 320 V |
| Corriente máx. de entrada | 10 A | 12,6 A |
| Número de seguidores de MPPT | 1 | 1 |
| Número máximo de Strings (en paralelo) | 2 | 2 |
| Salida (CA) | | |
| Potencia nominal de CA | 1000 W | 1550 W |
| Potencia máxima de CA | 1100 W | 1700 W |
| Corriente máx. de salida | 5,6 A | 8,6 A |
| Tensión nominal de CA / rango | 220 V - 240 V / 180 V - 260 V | 220 V - 240 V / 180 V - 260 V |
| Frecuencia de red de CA (de ajuste automático) / rango | 50 Hz / 60 Hz / $\pm 4,5$ Hz | 50 Hz / 60 Hz / $\pm 4,5$ Hz |
| Factor de potencia (cos ϕ) | 1 | 1 |
| Conexión de CA | monofásica | monofásica |
| Rendimiento | | |
| Rendimiento máx. | 93,0 % | 93,5 % |
| Rendimiento europeo | 91,6 % | 91,8 % |
| Dispositivos de protección | | |
| Protección contra polarización inversa (CC) | ● | ● |
| Seccionador de carga de CC ESS | ● | ● |
| Resistencia al cortocircuito (CA) | ● | ● |
| Monitorización de toma a tierra | ● | ● |
| Monitorización de red (SMA grid guard) | ● | ● |
| Con separación galvánica | ● | ● |
| Datos generales | | |
| Dimensiones (ancho x alto x fondo) en mm | 434 / 295 / 214 | 434 / 295 / 214 |
| Peso | 22 kg | 25 kg |
| Rango de temperatura de servicio | -25 °C ... +60 °C | -25 °C ... +60 °C |
| Emisiones de ruido (típicas) | ≤ 39 dB(A) | ≤ 46 dB(A) |
| Consumo característico: funcionamiento (stand-by) / nocturno | < 4 W / 0,1 W | < 5 W / 0,1 W |
| Topología | transformador de baja frecuencia | transformador de baja frecuencia |
| Sistema de refrigeración | convección | convección |
| Lugar de montaje: interior / en intemperie (IP65) | ● / ● | ● / ● |
| Características | | |
| Conexión de CC: MC3 / MC4 / Tyco | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Conexión de CA: conector | ● | ● |
| Display LCD | ● | ● |
| Color de la tapa: rojo | ● | ● |
| Interfaz: RS485 / por radio | ○ / ○ | ○ / ○ |
| Garantía: 5 años / 10 años | ● / ○ | ● / ○ |
| Certificaciones y autorizaciones | www.SMA-iberica.com | www.SMA-iberica.com |

● Equipamiento de serie ○ Opcional

Datos en condiciones nominales - estado de marzo 2009

Curva del coeficiente de rendimiento



Accesorios



www.SMA-iberica.com
Free call 00800 SUNNYBOY
Free call 00800 7 86692 69

PROINSO
www.proinso.net

SMA Solar Technology AG

9.5.- Características del Vatímetro LMG500



ZIMMER
Electronic Systems

Multi Channel Precision Power Meter LMG 500

Basic Accuracy 0.03% DC...>5 MHz, 3MSamples/s
Motors, Frequency Inverters, Transformers, Lightings
Switched Power Supplies, Core Losses, Analysis of Dynamic Processes

1 to 8 Power Channels
(Phases)

LMG 500

Multi-Channel Precision Power Meter

| Ch1: 90 | Ch2: 90 |
|-----------------------------|----------|
| U _{rms} : 0.1795 V | 0.1864 V |
| I _{rms} : 166.92 A | 165.57 A |
| P: 16.28 W | 2.98 W |
| Q: 0.21 var | 7.87 var |
| S: 16.23 VA | 17.88 VA |

| Ch1: 0.0 | Sum: 0.0 |
|-----------------------------|-----------|
| U _{rms} : 0.1795 V | 0.2521 V |
| I _{rms} : 166.92 A | 165.57 A |
| P: 16.27 W | 16.51 W |
| Q: 7.84 var | 23.93 var |
| S: 16.85 VA | 56.89 VA |

LMG 500

| | | | | |
|------------------------------------|--|---|---|---|
| General Information | | <p>Power Measurement – this associates to the famous Precision Power Meter series LMG of ZES ZIMMER.</p> <p>The LMG series is most successful, approved and kept state of the art by continuous and steady research and development by the ZES ZIMMER engineering staff.</p> <p>The Precision Power Meter LMG500, modular for 1 to 8 power channels (phases), designed in most advanced technologies will give best measuring results with all applications, conventional appliances as motors and transformers as well as appliances designed in</p> | <p>sophisticated power electronics as inverters, lighting and automotive components.</p> <p>The LMG500 performance is based on and featured by</p> <ul style="list-style-type: none"> its measuring bandwidth from DC to above 5 MHz its high sampling rate of 3 MSamples per second, synchronous and simultaneous on all channels non-gapping so that all steady state as well as dynamic events can be measured and analysed its high common mode rejection due to minimise all parasitic capacities as well | <p>as capacity of measuring input to earth down to its physical limit. Periodically pulsed signals with less 200nsec duration will not be distorted and measured most precisely.</p> <p>ZES ZIMMER experience and skill to design easy to use ergonomic operation shells gives the LMG500 another pole position. The graphic display gives real time visualisation of the measurement in figures and graphs. The powerful transfer and evaluation software TERM-L5 onto your PC is another great tool for analysis.</p> |
| Technical Data | | | | |
| Voltage measuring ranges | <p>1.) U*: 3V...1000V/3200Vpk 10 ranges, 5MΩ 5pF</p> <p>2.) U_{max}: 30mV...4V/8Vpk 8 ranges, 100kΩ 10pF</p> | Computer interfaces | RS232 (standard) and IEEE488.2 (option), only one interface can be used at the same time | |
| Current measuring ranges | <p>1.) I*: 20mA...32A/120Apk 12 ranges, 600mΩ...5mΩ</p> <p>2.) I_{max}: 150mA...1.2A/2.6Apk 4 ranges, 100mΩ</p> <p>3.) I_{sensor}: 30mV...4V/8Vpk 8 ranges, 100kΩ 10pF</p> | Remote control | All functions can be remote-controlled, keyboard lock for measuring parameters | |
| Isolation | All current and voltage inputs are isolated against each other, against rest of electronics and against earth | Output data | Output of all readings, data formats BDM/ASCII, SCPI command set | |
| Measuring accuracy | Best accuracy 0.05%, general bandwidth DC...>5MHz | Transfer rate | RS232: max.115200 Baud, IEEE488.2: max.1MByte/s | |
| Synchronization | The measurement is synchronized on signal period. Synchronization period to be determined by u(t), i(t), further u ₁ (t), i ₁ (t) combined with settable filters. By this very stable readings are achieved, even at signals of pulse width modulated frequency inverter and amplitude modulated electronic ballast. | Floppy drive (standard) | 3.5", 1.44MB | |
| Harmonic analysis (option CE Harm) | Measuring of current and voltage with evaluation in full compliance with EN61000-3-2 | Printer interface (standard) | Parallel PC-Printer interface with 25-pin SUB-D socket, printing measuring values, tables and graphics to matrix, inkjet or laser printers | |
| Harmonic analysis (option Harm100) | Analysis of current, voltage and power up to 99 th harmonics, in total 100 harmonics including DC part. Fundamental in the range from 0.1Hz to 150kHz. By Integer divider (1...128) a new reference fundamental can be created as to detect interharmonics. | Processing signal interface (option) | 2 x 25 pin SUB-D socket with: • 8 analog inputs for process magnitudes (16Bit, ±10V) • 8 analog outputs (16Bit, ±10V) • 8 digital inputs • 8 digital outputs • 2 input for frequency (0.1Hz...500kHz) and rotation direction • In- and outputs are isolated against other electronics (test voltage 500V) | |
| Flicker measuring (option) | Flicker Meter according to EN61000-4-15 with evaluation in full compliance with EN61000-3-3 | Other data | | |
| Transients (option) | Detecting and recording of transients >350ns | Dimensions | • Bench case, W 433mm x H 147mm x D 400mm • Accessories: brackets for 19" rack, 84PU, 3HU, D 400mm | |
| Scope function (standard) | Graphical representation of sampled values over the time | Weight | about 12kg | |
| Plot function (standard) | Time diagram of max. 4 readings, minimal resolution 50ms, respectively 10ms in 50Hz half-wave (flicker) mode | Protection class | EN61010 (IEC61010, VDE0411), protection class I, overvoltage category III | |
| Star delta conversion (option) | Sums and differences between channels on sample basis | Electromagnetic compatibility | EN50081, EN50082 | |
| | | Protection system | IP20 in accordance to DIN40050 | |
| | | Operating/storage temperature | 0...40°C, -20...50°C | |
| | | Climatic class | KY6 in accordance to DIN40040 | |
| | | Power supply | 85...264V, 47...440Hz, about 100W | |
| | | LMG500 application software | Please request detailed data sheets | |
| | | Product name (Part No.) | | |
| | | TERM-L5 | Individual configuration of measurement, using all features of the LMG500 | |
| | | PQA | Software especially designed for power quality analysis (e.g. EN50160), easy configuring of measurement in a few steps | |
| | | SYSG61K-3-SOFT | Control and evaluation software for test systems on harmonics and flicker according with EN61000-3-2/-3 | |

Subject to technical changes, especially to improve the product, at any time without prior notification.



ZES ZIMMER Electronic Systems GmbH
Tafelmühlweg 30, D-61440 Oberursel/Ts.
Tel. +49 6171 628750 Fax +49 6171 52086
www.zes.com • sales@zes.com

